

Newsletter Osservatorio Energia

Anno X - numero 108

25 Febbraio 2008

NELLA NEWSLETTER DI QUESTO MESE ...

GAS NATURALE

Ancora uno slittamento e qualche nuova incertezza nell'introduzione di una disciplina "a regime" per la distribuzione locale del gas pag. 3

- A scadenze più o meno regolari il legislatore ritorna su alcuni aspetti della distribuzione locale del gas. Le novità introdotte dagli ultimi provvedimenti riguardano: una rimodulazione della durata del periodo transitorio; la facoltà di partecipare alle gare di affidamento sulla base di ambiti territoriali ottimali di utenza; incentivi alle aggregazioni; un canone di concessione minimo o l'incremento di quello esistente fino al 10% del vincolo sui ricavi a favore del soggetto concedente.

ENERGIA ELETTRICA

La disciplina del dispacciamento per il 2008: ancora problemi di settlement pag. 9

- Il complicato intrigo di novità introdotte dalla consueta serie di delibere di fine anno in materia di dispacciamento sembra affrontare il problema degli elevati costi rinunciando a trasferire la responsabilità della programmazione da Terna agli operatori e prevedendo una serie incentivi (e talvolta penali) per il gestore della rete. Il punto critico del sistema rimane quello della disponibilità di misure e dati affidabili. Le notizie recenti non lasciano purtroppo sperare in una soluzione del problema in tempi rapidi.

La morosità dei clienti finali pag. 15

- L'attuale discriminazione tra cliente moroso servito sul libero e quello in regime di tutela ha richiesto un intervento organico da parte dell'AEEG per una gestione uniforme dei rapporti tra venditore e cliente. Tuttavia, rimangono aperte le questioni della *black list* e della copertura dei costi che i fornitori di maggior tutela o di salvaguardia dovranno affrontare per servire i clienti non disalimentabili.

ENERGIA RINNOVABILE

La cooperazione Stato-regioni nelle politiche per le rinnovabili: criticità e indicazioni di intervento ... pag. 18

- La riformulazione di un obiettivo nazionale di produzione rinnovabile e la previsione di una ripartizione dello stesso a livello regionale pongono una serie di problemi, sintetizzabili nell'opportunità di porre in essere politiche coerenti con i nuovi obiettivi europei per il 2020 e nella necessità di sviluppare una prassi di cooperazione istituzionale tra Stato e regioni e adottare criteri comuni per l'attuazione delle politiche.

In Italia gli incentivi più alti d'Europa pag. 22

- Nel rapporto sull'attuazione della Direttiva sulla promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili, la Commissione Europea rileva come i sistemi di tariffe incentivanti si siano dimostrati più efficaci e più efficienti di quelli basati sullo scambio di certificati verdi. Dai dati presentati risulta come il meccanismo di incentivazione italiano sia quello che garantisce la più alta redditività degli investimenti, abbinata ad un basso livello di efficacia.

PANORAMA EUROPEO

In breve dall'Europa pag. 26

- Le proposte di revisione dell'EUETS prevedono l'armonizzazione delle regole di allocazione e l'assegnazione di una parte consistente dei permessi attraverso aste. La proposta di direttiva sulle fonti rinnovabili effettua una ripartizione tra Stati membri dell'obiettivo UE al 2020 e prevede la possibilità di scambio virtuale di energia rinnovabile. In materia di *unbundling* si è aperto un dibattito su un'opzione alternativa a quelle proposte dalla Commissione, sostenuta da Francia e Germania.

STRUTTURA E MERCATI

Il mercato dei combustibili pag. 29

- Le quotazioni del greggio sono attese in rialzo, sospinte da forti tensioni sul lato dell'offerta. I prezzi del carbone hanno subito, dall'inizio dell'anno, incrementi molto consistenti, a causa delle condizioni climatiche avverse che hanno ostacolato la produzione e il trasporto del combustibile.

Il mercato dell'energia elettrica pag. 30

- Nel mese di febbraio il PUN quota 82.22 euro/MWh in calo rispetto al mese precedente; sull'orizzonte annuale però si segnala un forte aumento del prezzo rispetto ai primi mesi del 2007, soprattutto a causa dell'incremento dei costi combustibili. A febbraio il mercato italiano registra differenziali zionali in crescita nelle ore *peakload* e in decrescita nelle ore *off-peak*.

Il mercato del gas naturale pag. 33

- Nel mese di dicembre 2007 l'aumento dei consumi nazionali di gas porta il consuntivo annuale al di sopra dei livelli registrati nel 2006. Sono in netta ascesa a gennaio 2008 tutti i prezzi alla frontiera e i prezzi spot sulle borse nazionali: su queste ultime si riscontra invece un *trend* decrescente nella prima metà di febbraio.

Soci Sostenitori

A2A SpA, AceaElectrabel Produzione SpA, Anigas, Assoelettrica, BKW Italia SpA, Confindustria, CVA Trading Srl a SU, Dalmine Energie SpA, Edison SpA, EGL Italia SpA, Endesa Italia SpA, Enel SpA, Enia Energia SpA, Energetic Source SpA (Renova Group), Eni SpA, Enia Energia Spa, Erg SpA, Esperia Srl, Ferrero SpA, Gaz de France, Iride Mercato SpA, Hera Trading Srl, HVB - Milan Branch, Italgen SpA, Rezia Energia Italia SpA, Sorgenia SpA, Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA, Tirreno Power SpA

Le posizioni espresse nella Newsletter, salvo quanto diversamente specificato, sono da attribuirsi esclusivamente ai ricercatori ref.

ref. è una società di ricerca e consulenza costituita con l'obiettivo di sviluppare ricerche e metodi di analisi che possano sostenere aziende, istituzioni e organismi governativi, nei loro processi decisionali. **ref.** segue i processi di liberalizzazione e regolamentazione del mercato dell'energia con particolare attenzione agli aspetti istituzionali e all'evoluzione della struttura dell'industria. Le opportunità per le aziende del settore, per i consumatori e per l'economia più in generale sono studiate con strumenti analitici originali. L'Osservatorio Energia, costituito nel 1999, è finanziato da produttori, consumatori, distributori dei prodotti energetici e *merchant banks*.

I servizi dell'Osservatorio Energia offerti ai soci e disponibili su internet (www.ref-online.it) sono i seguenti:

- ❑ **Newsletter dell'Osservatorio Energia**, mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Segue l'evoluzione normativa dell'apertura al mercato, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di un mercato regolamentato, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica. Fornisce le previsioni dell'andamento del Ct e del Qe.
- ❑ **Previsivo dell'Osservatorio Energia**, quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico sulla base del modello di simulazione El-fo. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonal), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.
- ❑ **Rapporto Energia**, fa il punto sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico e del gas attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura del mercato in Italia e in Europa. Elabora scenari di mercato a medio termine.
- ❑ **Data Base**, sono liberamente consultabili i database ref., costantemente aggiornati:
 - **El-da**: principali indicatori sull'andamento delle borse dell'energia elettrica europee;
 - **M&A**: attività di merger and acquisitions nel settore energetico a livello europeo;
- ❑ **Distributori gas**: accesso a condizioni agevolate, all'elenco e principali indicatori sui distributori di gas italiani.
- ❑ **Seminari** di discussione sulle innovazioni legislative e normative. Sono previsti tre seminari all'anno.
- ❑ **Quaderni di ricerca** di base. Trattano, a partire dalla letteratura teorica, temi di attualità per il nuovo mercato italiano.

Ultimi contributi

- Nr. 42 - Le operazioni di M&A sui mercati energetici in Europa: fatti e prospettive (M. Cirillo, A. Di Renzo) - Maggio 2007
- Nr. 41 - Conflitti ambientali e infrastrutture energetiche: il caso dei terminali GNL in Italia (T. Franci) - Maggio 2007
- Nr. 40 - Progetti di investimento in centrali elettriche (A. Groppi) - Maggio 2007
- Nr. 39 - Il mercato del gas naturale in Italia tra liberalizzazione e regolazione (C. Checchi, A. Di Renzo, S. Traini) - Aprile 2007

Newsletter Osservatorio Energia

Mensile

Direttore responsabile: Claudia Checchi

Gruppo di lavoro: Roberto Bianchini, Virginia Canazza, Mario Cirillo, Alessandra Di Renzo, Paola Lualdi, Alessandra Motz, Samir Traini

Editore

Ricerche per l'Economia e la Finanza srl - Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-online.it - info@ref-online.it

Amministratore Delegato: Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori - Tel. +39 02 43441022 - Fax +39 02 43441027
Dalia@ref-online.it

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale. Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di Ricerche per l'Economia e la Finanza.

Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge ed autorizzerà Ricerche per l'Economia e la Finanza a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

GAS NATURALE

Ancora uno slittamento e qualche nuova incertezza nell'introduzione di una disciplina "a regime" per la distribuzione locale del gas*

Premessa

A scadenze più o meno regolari il legislatore ritorna su alcuni aspetti della distribuzione locale del gas. Finora il punto controverso aveva riguardato principalmente la scadenza del periodo transitorio e quindi il momento in cui gli enti locali avrebbero dovuto procedere a indire le gare per l'affidamento del servizio. I recenti provvedimenti legislativi (prima l'inserimento di un articolo - l'art. 46 bis - nella Legge 222 del 29/11/2007 in sede di conversione del Dl 157 del 1/10/2007 e successivamente le modifiche introdotte con la Legge Finanziaria, art. 3 comma 175, Legge 244 del 24/12/2007, alle disposizioni appena approvate) hanno rimesso mano con più vigore su una serie di elementi basilari della disciplina relativa al servizio di distribuzione locale del gas naturale.

Questo ultimo segmento di normativa affronta temi di grande rilievo ma, come spesso accade quando il legislatore ritorna su discipline già definite, lo fa in modo confuso con scarsa considerazione del disegno generale e delle differenze e discriminazioni prodotte dalla politica del continuo *restyling*.

A riprova di tutto questo non possiamo dimenticare che, dopo la legge 222 e, mentre era in approvazione la Legge Finanziaria, veniva presentato (13/12/2007) un emendamento al Ddl n. 772 sul riordino dei servizi pubblici locali che riconduceva la disciplina in materia di gas nel quadro della disciplina generale. Non è difficile immaginare le conseguenze che sarebbero derivate da questa scelta alle quali, almeno per ora, con la fine anticipata della legislatura, non siamo costretti a pensare.

In sintesi, le novità introdotte dall'insieme degli ultimi provvedimenti riguardano:

- la nuova tempistica per arrivare alle gare cioè, in altri termini, una rimodulazione del periodo transitorio che dipende dalla definizione dei bacini ottimali da realizzare entro 1 anno dalla data di conversione del Dl 157/07 avvenuta il 29/11/2007 con la Legge 222; le gare dovranno poi essere bandite entro 2 anni da questa prima scadenza;
- la definizione "centralizzata" dei modi di svolgimento delle gare, cioè i criteri di gara e di valutazione dell'offerta, che risponde alla esigenza di elaborare un "bando-tipo";

- la configurazione di ambiti di svolgimento della gara a partire dal riferimento già esistente dell'ambito tariffario che si accompagna e incentiva forme di aggregazione delle imprese;

- l'introduzione di un canone di concessione minimo o l'incremento di quello esistente fino al 10% del Vicoło sui Ricavi di Distribuzione (VRD) a favore del soggetto concedente.

Il quadro legislativo e la definizione del "periodo transitorio"

Prima di affrontare più da vicino i vari aspetti credo sia utile ricostruire in breve l'evoluzione legislativa riguardo l'individuazione del periodo transitorio che è stato finora l'elemento più controverso.

Infatti i ripetuti interventi successivi al Dlgs 164/2000 hanno prodotto, per un verso, situazioni di incertezza che sono sfociate in un rilevante numero di ricorsi al giudice amministrativo. Per un altro, hanno portato alla attuale situazione in cui coesistono nel segmento della distribuzione del gas "regimi" differenziati in coerenza con la fase e le norme di riferimento.

Il Dlgs 164/2000 fissava la cessazione del periodo transitorio alla fine del 2005 e prevedeva:

- proroghe cumulabili - fino ad un massimo di altri 5 anni - in presenza di "comportamenti virtuosi" (espansione dimensionale tramite fusioni e ampliamento dell'utenza oltre i 100.000 clienti finali o territoriale fino a coprire il territorio provinciale; privatizzazione effettiva con conseguente ingresso di capitali privati) messi in atto dai gestori locali;

- continuazione degli affidamenti diretti per tutto il periodo transitorio e che le società, allo stesso tempo, potessero partecipare senza limitazioni alle gare.

La Legge 239/04 (art. 1, c. 69) introduceva:

- fissazione di un termine unico per il regime transitorio allungando quello generale a fine 2007, attraverso l'esplicita abrogazione della disposizione del "Decreto Letta" (art. 15, c. 8) che consentiva il cumulo delle opportunità di proroga;

- riconoscimento di una ulteriore ed eventuale proroga di 1 anno da disporre, da parte dell'ente locale, per (non ben precisati) motivi di interesse pubblico.

* A cura di Laura Ammannati.

La modifica del periodo transitorio era connessa alla reintroduzione del diritto di riscatto anticipato (se previsto nell'atto di affidamento o di concessione) che la giurisprudenza del Consiglio di Stato aveva ritenuto incompatibile con il decreto Letta almeno nella versione che residuava dal vecchio TU sui servizi pubblici locali.

Con l'entrata in vigore del c.d. "decreto milleproroghe" della fine del 2005 (convertito con Legge n. 51 del 23/2/2006, art. 23,1) il quadro risultava il seguente:

- il termine del periodo transitorio era nella generalità dei casi prorogato al 31 dicembre 2007 per le gestioni affidate senza gara con scadenza successiva al 31/12/2012 (data che restava ferma per le gestioni con scadenza successiva ma affidate con gara);
- nel caso in cui si verificasse almeno una delle condizioni indicate dall'art. 15, c.7 del Dlgs 164/00 - inclusa quella "premiata" con un solo anno (lett. a) del c. 7) - il termine era automaticamente prorogato al 31 dicembre 2009;
- i termini indicati potevano essere ulteriormente prorogati di un anno dagli enti locali per motivi di interesse pubblico in base ad una valutazione discrezionale dell'ente locale (come indicato dall'art. 1, c. 69 della Legge 239/04), quindi fino al 31 dicembre 2008 o 2010.

Quindi tutte le gestioni affidate in via diretta avrebbero dovuto cessare al massimo entro il 31 dicembre 2010 con conseguente messa a gara del servizio di distribuzione del gas.

La nuova definizione del "periodo transitorio"

L'art. 46-bis della L. 222/2007 ritornava, tra l'altro, sul punto della definizione del periodo transitorio. Con la specifica motivazione di "incentivare le operazioni di aggregazione" delle imprese disponeva una proroga generalizzata degli affidamenti senza gara del servizio di distribuzione del gas slittando la scadenza-base al 31/12/2009 prorogabile al 31/12/2011 e con la proroga "discrezionale" da parte degli enti locali al 31/12/2012.

Con tale previsione venivano azzerati i tanto declamati tentativi di aprire più rapidamente il mercato della distribuzione gas alla concorrenza riportando la durata del periodo transitorio oltre quella fissata dal decreto Letta in presenza di comportamenti "virtuosi" ben definiti e finalizzati alla riduzione della frammentazione delle imprese.

La "Legge Finanziaria 2008" (art. 2, comma 175, Legge n. 244 del 24/12/2007) è intervenuta a modificare l'art. 46-bis cancellando la proroga "automatica" e ogni

esplicito riferimento ad ogni nuova proroga. La nuova formulazione introduce una nuova tempistica relativa al primo bando di gara per gli affidamenti diretti attualmente in essere.

Il testo integrato tra art. 46-bis e art. 2, c.175 Legge Finanziaria riguardo i tempi per l'entrata a regime della disciplina di distribuzione del gas prevede quanto segue:

- la rimodulazione temporale dipende ora dalla definizione dei "bacini ottimali di utenza" che dovrebbe (il condizionale è d'obbligo!) essere fatta con decisione dei ministri dello Sviluppo Economico e per gli Affari regionali, su proposta dell'AEEG e sentita la Conferenza unificata entro 1 anno dalla data di conversione del DL 157, cioè il 29 novembre 2007 con la Legge 222. Quindi la prima scadenza affidata al livello governativo è quella di fine novembre 2008; la scadenza successiva, cioè il termine ultimo entro cui dovranno essere bandite le gare, ci conduce a fine novembre 2010 assicurando così a tutti i soggetti uno spazio di 2 anni per provvedere ai nuovi affidamenti;
- i ministri dello Sviluppo Economico e degli Affari regionali su parere dell'AEEG e sentita la Conferenza unificata dovrebbero, entro 3 mesi dalla conversione dello stesso decreto, cioè entro la fine di marzo 2008, individuare "i criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas" (sulle ambiguità di questa definizione torneremo più avanti). Questa urgenza in rapporto alla dilatazione temporale comunque prevista per la messa a gara degli affidamenti diretti può essere giustificata dalla necessità di dare un migliore indirizzo unitario per la definizione dei criteri di gara che peraltro erano già stati indicati con un certo dettaglio dall'art. 14 del Dlgs 164/2000.

Un'ulteriore osservazione sul c.d. "periodo transitorio", che potrebbe essere anche alla base delle diverse formulazioni introdotte con la Legge Finanziaria, riguarda le riserve che TAR Lombardia, Sezione di Brescia ha formulato con un rinvio in via pregiudiziale (ordinanza 4-17 agosto 2006 n. 963) alla Corte di Giustizia riguardo la compatibilità alle direttive comunitarie, alle norme del Trattato e ai principi di parità di trattamento, non discriminazione e trasparenza di una "proroga automatica e generalizzata" degli attuali affidamenti della distribuzione del gas. La questione (C-347/06) dovrebbe essere definita dalla Corte di Giustizia entro il mese di febbraio.

La coesistenza di differenti regimi nel mercato della distribuzione del gas

In conclusione, riguardo la fissazione del termine del periodo transitorio nella distribuzione del gas, ci troviamo in presenza di tre diversi regimi che si sono prodotti nel

tempo e allo stato attuale coesistono.

Nella sequenza tra Decreto Letta e Legge Marzano, le disposizioni di quest'ultima avevano carattere interpretativo e quindi retroattivo anche riguardo il recupero del vecchio istituto del recesso anticipato. Questo aveva prodotto un gravissimo problema di affidamento per le imprese. Infatti, di fronte al divieto di cumulo delle proroghe della legge Marzano, potevano perdere rilevanza le operazioni onerose che i gestori avevano talvolta realizzato in materia di aggregazioni e fusioni con la conseguente estensione del periodo di affidamento. Il MAP (ora MSE) aveva allora riconosciuto alle imprese la possibilità di avvalersi del "diritto" acquisito al cumulo degli incrementi fino a 5 anni. Questa posizione era senz'altro condivisibile anche alla luce del giudizio del Consiglio di Stato per cui la proroga (art. 15, c.7 del Decreto Letta) risultava connessa a presupposti tipizzati che "garantiscono un'automatica prosecuzione del rapporto", e non espressione di valutazione discrezionale dell'ente locale.

Nella sequenza tra Legge Marzano e DI 273/05 (o legge 51/2006), quest'ultimo non ha carattere interpretativo e quindi retroattivo. Perciò le situazioni maturate nel periodo intermedio restavano incerte in quanto gli enti locali talvolta avevano dichiarato la scadenza ex lege dell'affidamento prima della introduzione del DI 273. Infatti con questo veniva ancora modificata la posizione raggiunta dal giudice amministrativo per via interpretativa (scadenza "naturale" ferma al 2005; incrementi non cumulabili estesi al massimo alla fine del 2007; ulteriore proroga discrezionale di un anno).

Il terzo regime si è prodotto in quelle situazioni in cui affidamenti e concessioni attribuiti con gara sono venuti a scadenza nel frattempo. Secondo il Decreto Letta questo tipo di affidamenti in essere alla fine del 2000 non avrebbe potuto superare il periodo standard previsto di 12 anni e quindi la scadenza massima prevista era quella del 2012 (art. 15, 9). A questo punto dovremmo chiederci che ne sarà delle gare già espletate e delle imprese aggiudicatrici nel momento in cui le gare dovranno essere fatte sulla base dei bacini ottimali?

Quello che possiamo osservare in sintesi è la situazione di costante incertezza in cui le imprese si trovano ad operare e spesso ad affidare al giudice amministrativo scelte che dovrebbero essere tipicamente economiche e gestionali.

"Ambiti territoriali minimi" o "bacini ottimali di utenza"?

Una prima osservazione formale sulla formulazione del comma 2 dell'art. 46-bis riguarda la presenza, nel giro di poche righe, delle due espressioni ritenute forse

dal legislatore sinonimi ma che in effetti non potrebbero essere considerate tali.

Ricordiamo che il comma in questione prevede che i ministri dello Sviluppo Economico e degli Affari Regionali, su proposta dell'AEEG e sentita la Conferenza unificata, determinino "gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, a partire da quelli tariffari, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, e determinano misure per l'incentivazione delle relative operazioni di aggregazione". La scadenza temporale per la definizione degli ambiti è stata poi indicata al comma 3 nella formulazione introdotta dalla Legge Finanziaria ed è prevista in 1 anno dal momento della entrata in vigore della Legge 222/2007.

La scarsa precisione del legislatore sta nel fatto che, come è uso rilevare su questi temi, la dimensione minima tarata su una porzione di territorio non necessariamente coincide con il bacino ottimale stimato sul numero degli utenti del servizio. E di certo nella definizione degli ambiti si dovrà optare per una qualificazione o per l'altra.

Ci sono comunque altri aspetti di questa disposizione sui quali è necessario ragionare.

Come noto, il concetto di ATO è stato introdotto, prima, nella disciplina del servizio idrico e poi dei rifiuti urbani dove è essenzialmente riferito alla gestione del servizio anche se poi questo ha portato spesso alla presenza di un unico gestore. In entrambi i casi esistono dei parametri che potremmo definire "tecnici" di determinazione dell'Ambito: per il servizio idrico in linea generale il bacino idrografico ma, più concretamente, gli impianti di captazione e di depurazione (necessità di una utenza minima; presenza di economie di scala); per i rifiuti il parametro di base è dato dall'impianto per lo smaltimento (con evidente presenza di economie di scala).

Nel caso della distribuzione del gas l'obiettivo principale, invece, è la gara e cioè la definizione di ambiti che consentano una maggiore efficienza di gestione correlata ad un necessario incremento della dimensione aziendale degli operatori.

A questo proposito ricordiamo che questa disposizione risponde ad una richiesta che in tempi recenti i maggiori operatori del settore avevano avanzato, rilevando, per un verso, le difficoltà che sarebbero emerse in presenza di un enorme numero di gare da svolgere in contemporanea e, per un altro, i vantaggi di una crescita dimensionale delle imprese (anche se "necessitata") sia in termini di efficienza che di contrapposizione agli interessi politici locali.

D'altra parte la necessità di aggregazioni e fusioni tra imprese anche per incrementare la concorrenza sul mercato della distribuzione gas era già prevista dal decreto Letta che fissava dei parametri come 100,000 utenti finali o una dimensione territoriale di tipo provinciale o ancora incrementi rilevanti di utenza grazie a fusioni.

Inoltre il grado di frammentazione del settore si è già ridotto negli anni: dal 2000 al 2006 il numero degli operatori è passato da 814 a 328. Certamente è ancora rilevante il peso dei gestori di piccola dimensione, circa il 65% del totale, che hanno un bacino di utenza inferiore a 50,000 abitanti, mentre è più o meno stabile il numero dei distributori di media e grande dimensione anche se la quota di utenza servita risulta in leggera crescita nel periodo 2004-2006 attestandosi all'88% della popolazione².

Questo processo costante fa pensare che il rimaneggiamento delle disposizioni legislative sul versante dimensionale non sia di particolare utilità.

Una diversa questione è invece quella relativa al numero esorbitante di gare di fatto quasi contestuali, alle difficoltà di monitoraggio delle stesse su scala nazionale da parte degli operatori del settore con ridotte possibilità di garantire un minimo tasso di concorrenzialità sul mercato.

Su questi aspetti è intervenuta l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AS427 dell'8/11/2007 sul Ddl di conversione del DL 159/2007) invitando il legislatore a riconsiderare la questione in quanto la definizione degli ambiti territoriali equivale ad una "configurazione, per via amministrativa, del mercato dal lato della domanda". Infatti la definizione di "ambiti territoriali minimi" con criteri di efficienza e riduzione dei costi realizzata "per via esogena e autoritativa" comporterebbe la necessità per il regolatore di acquisire informazioni su realtà tecniche ed economiche locali in condizioni di asimmetria informativa. Le difficoltà di questo processo potrebbero portare ad una mera operazione di semplificazione amministrativa estranea agli obiettivi dichiarati della riforma.

L'AGCM suggeriva al legislatore di decidere in merito a questa prospettiva di configurazione "autoritativa" del mercato sulla base di una valutazione comparativa tra i costi della esistente frammentazione delle concessioni messe a gara e i costi relativi alla regolazione del processo di riaccorpamento.

L'Autorità riconosceva che gli operatori del settore avrebbero dovuto affrontare pesanti oneri per monitorare circa 5,000 o 6,000 gare in un breve periodo in

presenza anche di requisiti di partecipazione diversi. Ma aggiungeva che questa confusa situazione avrebbe avuto una soluzione più semplice (e già prevista dal Ddl) grazie alla definizione di un "bando di gara tipo a livello nazionale" che avrebbe ridotto i costi sia dal lato della domanda (l'organizzazione delle procedure di gara) che dal lato dell'offerta (con la programmazione dell'attività da parte degli operatori).

La legge di conversione ha mantenuto il comma relativo alla configurazione degli ambiti ed ha al contempo proposto di adottare come area di riferimento l'ambito tariffario che è "l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione"³.

Di conseguenza il legislatore, con questo riferimento, sembra optare per una definizione dell'ambito basata sulla dimensione territoriale dei sistemi distributivi. Il punto che, invece, sembra essere stato trascurato e mi pare sarebbe necessario riprendere in sede di concreta configurazione degli ambiti riguarda la necessaria verifica della adeguatezza della dimensione, della situazione economico-finanziaria e del fatturato dell'impresa al valore del servizio messo a gara.

Però nella legge non vengono assolutamente in considerazione alcuni aspetti rilevanti e connessi alla definizione di ambiti territoriali come le discipline preesistenti mostrano. Tra questi, in primo luogo, la qualificazione giuridica di questa aggregazione di enti locali, cioè se si procede ad esempio alla costituzione di un consorzio o unicamente alla stipula di una convenzione tra gli enti interessati; in secondo, l'indicazione del soggetto che deve indire la gara e di quello che deve monitorare il rispetto degli impegni, e così via; in terzo luogo, la procedura che dovrebbe consentire di accorpare in un'unica gara le scadenze sicuramente differenziate degli affidamenti in atto.

La carenza di indicazioni legislative su questi aspetti appare evidente se consideriamo alcune indicazioni preliminari contenute nella delibera dell'AEEG per l'avvio del procedimento di individuazione degli ambiti territoriali minimi (delibera ARG/gas 9/08). Infatti, rifacendosi alla delibera 170/04, precisa la nozione di ambito tariffario che, nei casi in cui più enti locali affidino "in forma associata" il servizio di distribuzione oppure con una dichiarazione comune costituiscano un unico ambito tariffario, "coincide" con l'insieme delle località servite attraverso più impianti di distribuzione "da una o anche più imprese". In questa ottica si propone di salvaguardare "le scelte associative già previste" se compatibile con i criteri di efficienza e di riduzione dei costi e di considerare le caratteristiche

² *Energia 2007* - Rapporto REF sul mercato e la regolamentazione

³ Vedi in particolare AEEG delibera n. 170/04, art. 1.

tecniche delle reti sulla base della integrazione funzionale già esistente tra gasdotti locali.

Da non dimenticare che in base alla del 2004 sono stati identificati circa 2,150 ambiti tariffari.

Un ulteriore interrogativo che resta aperto riguarda il destino delle gare bandite negli ultimi anni (circa 230) e dei conseguenti affidamenti ormai in essere su territori più o meno di dimensione comunale (circa 300 comuni pari al 5% dei comuni metanizzati) e che, secondo la previsione normativa, dovrebbero essere inclusi in un ambito, così come resta incerta la sorte degli affidamenti che vengano in scadenza prima della definizione degli ambiti.

Le procedure e i criteri di gara

Come abbiamo già visto, l'art. 46-bis, c. 1 dispone che per garantire al settore della distribuzione del gas maggiore concorrenza e almeno livelli minimi di qualità dei servizi debbono essere definiti criteri di gara e di valutazione dell'offerta considerando le condizioni economiche offerte anche a vantaggio dei consumatori, gli standard qualitativi e di sicurezza, i piani di investimento e di sviluppo delle reti e degli impianti. Anche per questo aspetto un tale intervento legislativo non innova rispetto alla disciplina precedente in quanto il Dlgs 164/2000 (art. 14, c. 6) enumerava gli stessi criteri e anzi aggiungeva anche l'indicazione "dei contenuti di innovazione tecnologica e gestionale".

L'intervento dell'AGCM, sopra citato, aveva cercato di dare maggiore coerenza alla disposizione in approvazione sottolineando l'importanza di definire un bando-tipo per garantire un accesso ampio e non-discriminatorio alla procedura di gara. Inoltre, facendo riferimento ad altre segnalazioni in materia di gare, l'Autorità auspicava che tra i requisiti del bando uniforme venisse incluso anche quello di un fatturato del concorrente proporzionato al valore del servizio messo a gara e che si consentisse alle nuove imprese di dimostrare con documenti alternativi al bilancio la propria capacità economica e finanziaria eliminando anche il ricorso a parametri di esperienza o di utenza servita.

Queste proposte avrebbero anche prodotto un chiarimento necessario rispetto alla formulazione usata dall'art. 46-bis in quanto l'espressione "criteri di gara e di valutazione dell'offerta" potrebbe riferirsi esclusivamente ai criteri di aggiudicazione della gara senza includere la definizione uniforme dei requisiti di partecipazione inclusi in un bando-tipo.

Infatti una definizione uniforme di requisiti di gara e di criteri di aggiudicazione risponderebbe all'obiettivo di risolvere le esigenze di efficienza evidenziate dagli

operatori e riconosciute anche dal legislatore soprattutto in presenza di procedure di gara che hanno ad oggetto servizi offerti in regime di monopolio.

Data la mancata accettazione da parte del legislatore dei rilievi fatti dall'Autorità non ci resta che auspicare che l'intervento decisionale dei ministri dello Sviluppo Economico e degli Affari regionali con il supporto dall'AEEG, che deve essere realizzato entro 3 mesi dalla data di entrata in vigore della legge, produca un chiarimento necessario per assicurare procedure competitive per la scelta dell'operatore più idoneo.

Il canone di concessione

Sempre l'art. 46-bis prevede la possibilità per i comuni di incrementare, a partire dal 1/1/2008, il canone di concessione fino al 10% del VRD fino al momento del nuovo affidamento. In più prospetta che gli enti debbano destinare in via prioritaria le risorse aggiuntive a finanziare meccanismi di tutela per quanto riguarda i costi del gas per le fasce di utenti più deboli.

Questa disposizione così come è formulata ha alcune conseguenze che incidono sull'esistente:

- innanzitutto consente agli enti locali di istituire, anche là dove non era previsto, il canone;
- secondariamente viene fissata una soglia massima del 10% che modifica anche precedenti indirizzi dell'AEEG e comunque non considera che le gare hanno condotto ad offerte di canoni di molto superiori. Infatti talvolta è sembrato che l'obiettivo della gara fosse realizzato da una selezione basata sulla misura del canone offerto per la gestione del servizio. Tanto che in alcuni casi ha assorbito anche il 70-80% del VRD mettendo in tal modo a repentaglio lo stesso livello di investimenti da parte delle imprese;
- infine viene messo in discussione il punto di vista prevalente dei comuni che fanno leva sul canone di concessione per massimizzare in via generale le proprie entrate disponendo che le risorse aggiuntive contribuiscano a finanziare i consumi energetici degli utenti deboli e in disagio economico, come previsto dalle direttive comunitarie del 2003.

Non credo sia necessario ritornare in questa sede su quella che è stata definita la "babele" dei bandi di gara per la estrema eterogeneità delle condizioni incluse. Mi pare però opportuno riflettere su quello che recenti analisi degli stessi bandi hanno rilevato, e cioè la preponderanza, anche in termini di punteggio, delle condizioni economiche su quelle tecnico-gestionali. E tra le prime ha assunto un ruolo di rilievo il canone richiesto al gestore che l'AEEG aveva quantificato (con la nota del 1/8/2003) nel 30-35 %

del VRD.

La mancata adesione degli enti a questo indirizzo ha indotto il regolatore a richiamare l'attenzione di parlamento e governo su questo fenomeno con una segnalazione del 18/10/2005 rilevando gli effetti perversi di questa tendenza soprattutto in termini di sicurezza del servizio. Anche la giurisprudenza amministrativa, in presenza di situazioni in cui il canone offerto si pone oltre il 60% del VRD, ha rilevato che ci si possa trovare in presenza di una offerta anomala (TAR Lombardia - Sezione Brescia, n. 205/2005).

In conclusione potremmo dire che la nuova formulazione riconosce che il canone di concessione continuerà a rappresentare una variabile competitiva rilevante, anche se non l'unica, nel quadro delle condizioni economiche offerte. Quindi per questo aspetto non si danno significativi mutamenti del quadro esistente.

A tale proposito sempre l'AGCM aveva fatto rilevare come l'art. 14, c.1 del Decreto Letta considerasse il canone concessorio come elemento del contratto di servizio in quanto strumento di regolazione dei rapporti tra l'ente locale e il gestore. Mentre la gara doveva considerare unicamente i requisiti e le condizioni necessarie all'affidamento del servizio e alla prestazione del medesimo (art. 14, c.6). Tuttavia la storia delle gare finora realizzate è andata in altra direzione.

In tal senso la recente formulazione, oltre a porre un tetto massimo per il canone di concessione, avrebbe dovuto ricordare e riproporre la distinzione originaria tra gara e contratto di servizio che consente di distinguere tra le "migliori condizioni economiche" in sede di valutazione dei criteri di aggiudicazione della gara e le relazioni economiche intercorrenti tra ente locale e gestore.

ENERGIA ELETTRICA

La disciplina del dispacciamento per il 2008: ancora problemi di *settlement*

Sempre più lenta e difficoltosa appare la riforma del MSD, lanciata ormai dall'agosto del 2006, che dovrebbe essere finalizzata alla riduzione dei costi pagati dagli utenti finali attraverso la componente cd *uplift* (figura 1). Se è tramontata l'idea di inserire un incentivo nella remunerazione del capitale di Terna legato al successo della riforma, una serie di delibere è intervenuta su singoli aspetti del dispacciamento, non sempre nella direzione di avvicinare il disegno a quello previsto inizialmente. L'efficienza nel dispacciamento si raggiunge:

- da un lato attraverso una adeguata programmazione da parte degli operatori, incentivata da meccanismi di premi/penalità, che dovrebbe ridurre la quantità dei servizi di dispacciamento necessari per la sicurezza del sistema;
- dall'altro attraverso la minimizzazione dei costi sopportati dal gestore, da raggiungere attraverso strumenti di mercato.

La tendenza sembra quella di lasciare (talvolta riportare) la responsabilità della programmazione a Terna invece di trasferirla agli operatori in immissione e prelievo, prevedendo una serie incentivi (e talvolta penali) anche per il gestore della rete. Il punto critico del sistema, che di fatto giustifica tale "alleggerimento" delle responsabilità degli operatori a carico di Terna, rimane quello della disponibilità di misure e dati affidabili. Le notizie recenti non lasciano purtroppo sperare in una soluzione del problema in tempi rapidi.

Sullo sfondo delle questioni legate al dispacciamento rimangono i nuovi problemi apportati al sistema dalla crescita della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare dell'eolico.

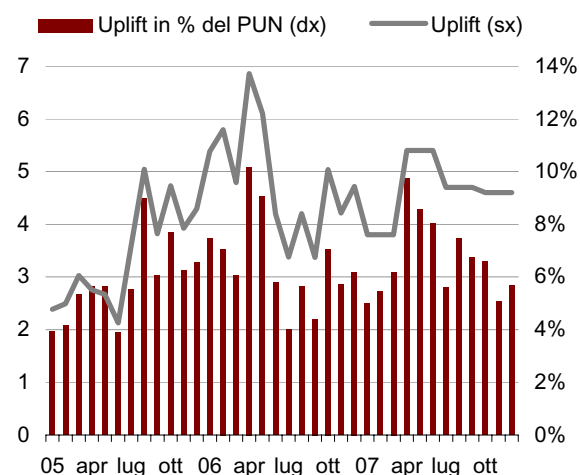
Nell'articolo si tenta una revisione del complicato intrigo di novità introdotte dalla consueta serie di delibere di fine anno in relazione alle responsabilità di produttori, consumatori e gestore di rete in merito al dispacciamento.

La programmazione per le unità di produzione

Disciplina degli sbilanciamenti effettivi

La disciplina del dispacciamento prevede tre modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, progressivamente meno severe.

Figura 1. Andamento dei costi di dispacciamento (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati GME

1. Modalità "duale": la valorizzazione degli sbilanciamenti avviene in maniera diversa a seconda che lo sbilanciamento sia di segno positivo o negativo¹. Tale modalità di valorizzazione evita che gli operatori possano speculare da eventuali sbilanciamenti, garantendo che:

- il prezzo dell'energia ceduta alla rete in tempo reale sia sempre inferiore a quello registrato su MGP e pari al prezzo marginale a scendere accettato da Terna sul mercato di bilanciamento (prevedibilmente molto basso);
- il prezzo dell'energia acquistata dalla rete sia sempre superiore al prezzo di MGP e pari al prezzo marginale a salire accettato da Terna sul mercato di bilanciamento (prevedibilmente molto elevato).

In tal modo l'operatore è chiamato a ricoprire il costo massimo causato al sistema con il suo sbilanciamento, costo che si traduce nella necessità per Terna di ordinare in tempo reale azioni di segno inverso agli sbilanciamenti stessi, azioni remunerate ai prezzi di mercato. Tale "penalizzazione" si ha però solamente nel caso in cui lo sbilanciamento del singolo sia dello stesso segno di quello aggregato della macrozona. Se lo sbilanciamento è di segno opposto infatti la valorizzazione degli sbilanciamenti

¹ In caso di sbilanciamento positivo l'operatore (lungo) ha ceduto energia elettrica alla rete (si sono registrate immissioni effettive superiori a quelle previste o prelievi inferiori) ed ha quindi diritto a ricevere un pagamento da Terna, in caso di sbilanciamento negativo invece l'operatore (corto) ha acquistato energia elettrica dalla rete (si sono registrate immissioni effettive inferiori a quelle programmate o prelievi superiori) e sarà quindi chiamato a fare un pagamento a Terna.

avviene sempre a MGP. In questo caso infatti l'operatore con il suo sbilanciamento non ha causato alcun danno al sistema, ma anzi ha ridotto l'entità degli aggiustamenti in tempo reale effettuati da Terna e riferiti ovviamente allo sbilanciamento aggregato. Anche in questo caso non si guadagna dallo sbilanciamento ma nemmeno si perde essendo l'operazione di acquisto/vendita alla rete parificata ad una stessa operazione compiuta su MGP. Tale modalità è quella descritta ai commi 40.3 e 40.4 della Delibera 111/06.

2. Modalità "singola": la valorizzazione degli sbilanciamenti avviene allo stesso prezzo per sbilanciamenti negativi o positivi ma dipende esclusivamente dallo sbilanciamento aggregato della macrozona. In particolare:

- se la macrozona è "lunga" (sbilanciamento aggregato positivo), il prezzo di bilanciamento non può essere superiore a quello di MGP e viene tarato sul prezzo medio ponderato (e non più marginale) delle offerte a scendere accettate sul mercato di bilanciamento;
- se la macrozona è "corta" (sbilanciamento aggregato negativo) il prezzo di bilanciamento non può essere inferiore a quello di MGP e viene tarato sul prezzo medio ponderato (e non più marginale) delle offerte a salire accettate sul mercato di bilanciamento.

Gli operatori che rientrano in questo regime avranno quindi penalizzazioni - se pur più basse rispetto alla modalità di valorizzazione 1 - in caso di sbilanciamento dello stesso segno di quello aggregato, ossia prezzi bassi in vendita ed elevati in acquisto. Se però lo sbilanciamento del singolo è di segno inverso a quello zonale, l'operatore si troverà prezzi più bassi di quelli del MGP in acquisto e prezzi più alti in vendita. Avrà quindi ottenuto un vantaggio dallo sbilanciamento. Tale modalità è descritta al comma 40.5 della delibera 111/06.

3. Modalità "neutra": la valorizzazione degli sbilanciamenti avviene sempre al prezzo di MGP. In questo caso quindi non si ottiene mai né una penalizzazione né un vantaggio dallo sbilanciamento e l'operazione di acquisto/vendita alla rete è sempre parificata ad una stessa operazione compiuta su MGP (articolo 40.6 della 111/06).

Fino alla pubblicazione della delibera 350/07 si sono applicati i tre regimi alle seguenti tipologie di unità (o meglio ai punti di dispacciamento afferenti):

1. unità di produzione e consumo rilevanti, punti di import e di export. Si ricorda che sono unità di produzione rilevanti tutte quelle con una potenza installata superiore a 10 MW;

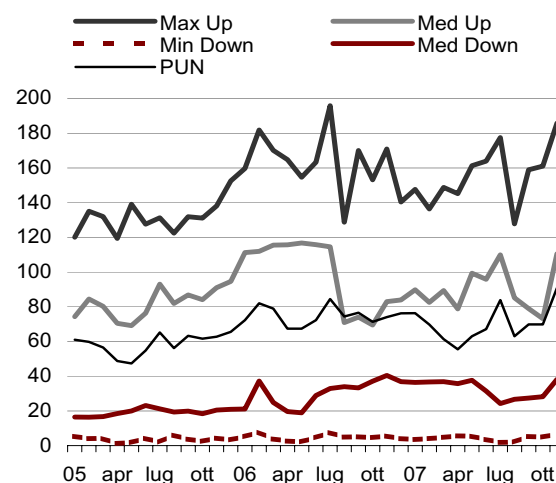
2. unità di produzione e consumo non rilevanti;

3. unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e punti di import e di export su frontiere per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati.

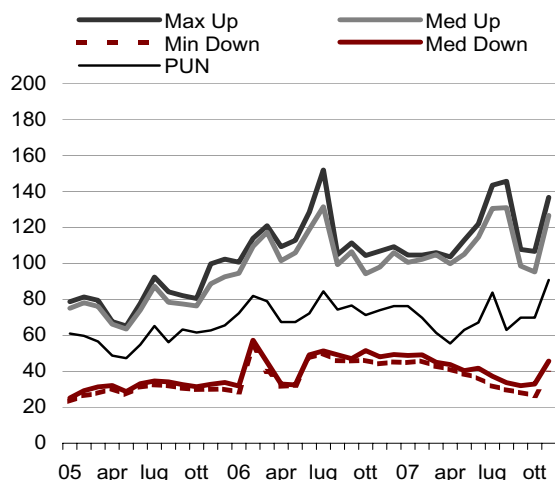
Con il provvedimento di fine anno l'Autorità ha però ritenuto necessario limitare l'applicazione della modalità 1, più severa, alle sole unità abilitate. Le unità rilevanti ma non abilitate rientreranno invece nella modalità 2. Le unità abilitate sono quelle che possono/devono partecipare al MSD, in particolare Terna ha stabilito che non sono abilitate, oltre alle unità di produzione non tecnicamente in grado di fornire i servizi di riserva, tutte le unità di produzione CIP6 e le unità collegate ad impianti industriali, anche in cogenerazione, che non sono in grado di rispondere alle richieste di Terna in tempo reale. Le unità di consumo sono invece quasi tutte non abilitate. Proprio le unità che in alcune ore possono funzionare anche in prelievo (quelle collegate a siti industriali), hanno reso necessaria la modifica. Infatti l'Autorità ha rilevato la possibilità per queste unità, prima inserite nella modalità 1, di trarre profitto dall'arbitraggio tra acquisti e vendite su MSD in diverse ore del giorno, grazie agli elevati *spread* dei prezzi marginali a salire e a scendere. Con il passaggio alla modalità 2, e quindi alla valorizzazione a prezzi medi, si riducono ovviamente anche i guadagni da tali arbitraggi. L'andamento dei prezzi marginali a salire e a scendere sulla sessione di bilanciamento di MSD per due zone (Nord e Sud) è riportato nelle **figure 2 e 3**. La **figura 4** riporta invece le quantità acquistate mensilmente a salire e a scendere, sempre nelle due zone Nord e Sud, e sempre relativamente alla sola sessione di bilanciamento di MSD.

Sebbene il numero di unità interessate alla modifica non sia noto, tale provvedimento potrebbe secondo

Figura 2. Prezzi mercato di bilanciamento, zona Nord (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati GME

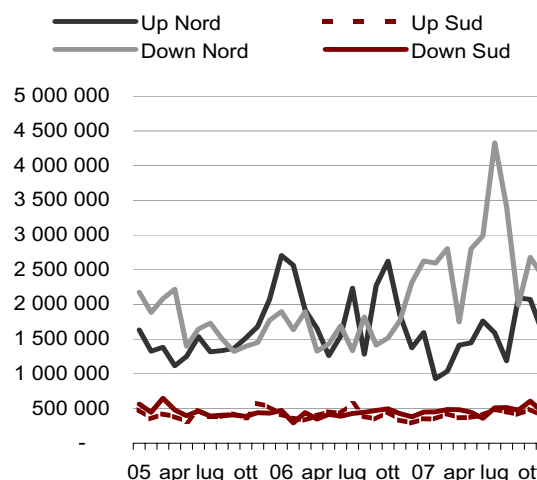
Figura 3. Prezzi mercato di bilanciamento, zona Sud (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF su dati GME

l'Autorità aumentare i costi di Terna, che, per tutte le unità non abilitate, rinuncia alla applicazione dei prezzi marginali (modalità 1) in favore di quelli medi (modalità 2) per la valorizzazione degli sbilanciamenti. Sarebbe così che per prevenire il comportamento opportunistico di una stretta categoria di operatori l'Autorità introduca una modifica che in aggregato aumenti i costi di sistema. Tuttavia l'AEEG rileva anche come ci sia spazio per ammettere ad MSD una serie di unità oggi escluse, con particolare riferimento alle unità di cogenerazione asservite ad obblighi di fornitura di calore. Raccomanda quindi a Terna di massimizzare il numero delle unità abilitate, estendendo l'abilitazione anche alle unità di produzione che sono in grado di modulare solo parzialmente la propria immissione, mitigando in tal modo gli effetti della modifica. Speriamo che così avvenga.

Impianti eolici e programmazione

Con la delibera 330/07, in esito alla consultazione 23/07, l'AEEG ha richiesto a Terna una specifica, da inserire nel Codice di Rete, delle condizioni in base alle quali si renderebbe necessaria l'installazione dei dispositivi di regolazione della produzione eolica, come prescritto dalla norma CEI 11-32. Tali condizioni sono date da limitazioni della capacità di modulazione della domanda a livello zonale dovuta ad elevata presenza di installazioni eoliche in particolari zone delle reti e dalla limitata capacità di scambio sulle interconnessioni inter ed intra zonali. Inoltre Terna è chiamata a specificare le possibili alternative ai dispositivi di modulazione sugli aerogeneratori, utili ad assicurare il mantenimento della sicurezza del sistema, nonché la verificata necessità che impianti esistenti si dotino di tali apparecchiature di regolazione.

Figura 4. Quantità acquistate mensilmente (MWh)

Fonte: elaborazioni REF su dati GME

La delibera non ha dunque previsto, contrariamente a quanto proposto in fase di consultazione, alcun obbligo da parte dei produttori relativo alla fornitura di risorse per la regolazione ed il controllo della produzione, pur predisponendo un monitoraggio dell'interazione fra lo sviluppo della generazione eolica e l'evoluzione del sistema elettrico.

La programmazione per le unità di consumo

Riconfermate le fasce di tolleranza

Contrariamente a quanto annunciato, con delibera 350/07 l'AEEG ha deciso di mantenere invariate per il 2008 le modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo previste transitoriamente per il 2007, che mantengono al 3% (fino a fine 2006 al 7%) la soglia al di sotto della quale gli sbilanciamenti per unità di consumo non abilitate (prima solo quelle non rilevanti) vengono valorizzati al prezzo di MGP. Tale ulteriore ritardo nel passaggio al disegno definitivo del mercato, che favorisce gli operatori in prelievo meno virtuosi nella programmazione a sfavore di quelli più virtuosi, si rende necessaria a detta di Terna a fronte delle maggiori difficoltà di programmazione della domanda causate dall'ampliamento del numero di clienti a cui è obbligatoriamente applicata la misurazione oraria e alla conseguente revisione del meccanismo del *Load Profiling* (si veda il numero 105 di questa Newsletter).

Offerte integrative di Terna su MGP

Insieme alla conferma delle fasce di tolleranza, e sempre con la stessa motivazione legata alla difficoltà di

previsione della domanda, L'AEEG ha anche confermato per tutto il 2008 la possibilità per Terna di presentare offerte integrative su MGP al fine di contenere i costi relativi all'approvvigionamento delle risorse del dispacciamento. Poiché il meccanismo delle offerte integrative non è compatibile con l'apertura del mercato di aggiustamento alla domanda (già preannunciata), quest'ultima viene rinviata a dopo il 2008. I proventi e gli oneri connessi alle offerte integrative di Terna, così come quelli legati alla presenza delle fasce di tolleranza continuano a concorrere alla determinazione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD (*uplift*).

La programmazione di Terna: una serie di incentivi

Impianti eolici: possibilità di distacchi e previsione della produzione

Secondo la Delibera 330/07 Terna entro marzo 2008 deve presentare i risultati di uno studio finalizzato ad individuare la massima capacità eolica installabile nelle varie zone di rete affinché le azioni di modulazione - valutate come energia da fonte eolica decurtata annualmente per esigenze di rete, rispetto alla complessiva producibilità annua - siano minime, tenendo conto dell'evoluzione dello scenario elettrico sul medio-lungo periodo.

Con l'intento di offrire garanzie alla piena copertura dei costi fissi di impianto ed alla redditività/attrattività di nuovi investimenti eolici, L'AEEG stabilisce un meccanismo di compensazione economica dei mancati ricavi conseguenti ad azioni di modulazione in riduzione o di distacco completo dalla rete. Esso è basato sulla valorizzazione al prezzo di mercato zonale della mancata produzione conseguente ad un'azione forzata di modulazione; la mancata produzione è calcolata in base all'immissione media storica (calcolata su uno specifico periodo di breve-medio termine) precedente il distacco e la produzione effettiva realizzata a seguito dell'azione correttiva. In questa fase L'AEEG non considera dunque l'utilizzo di dati previsionali realizzati dai produttori, come invece aveva proposto nel documento di consultazione, considerando l'esigenza di inseguire un miglioramento dell'affidabilità previsionale da parte dei produttori.

Per quel che riguarda in generale tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, L'AEEG riconosce al Gestore della rete la possibilità di ricorrere alla limitazione della produzione da fonte rinnovabile solo nella gestione straordinaria di eventi critici. L'AEEG prescrive inoltre che Terna metta a punto delle procedure di previsione della produzione da fonti non programmabili e che ogni anno, entro la fine di marzo, renda conto

dell'errore di previsione, dell'ammontare dell'energia rinnovabile modulata in riduzione, delle cause della modulazione e indichi le misure necessarie per la riduzione delle azioni di regolazione e per il contemporaneo mantenimento della sicurezza del sistema.

La delibera 351/07 prevede infatti un meccanismo di premi e penalità per le attività di previsione del fabbisogno e della produzione eolica da parte di Terna.

Per quel che concerne l'attività di previsione del fabbisogno, l'incentivazione consiste in un premio pari a 3 euro/MWh assegnato nel caso in cui l'errore di previsione del fabbisogno nazionale annuale per l'anno 2008 sia uguale o minore ad un errore di previsione obiettivo. L'errore obiettivo è assegnato per l'anno 2008 pari all'errore rilevato in base ai dati storici sul 2006, ed è ridotto di anno in anno del 25% per gli anni 2009-2011. Il premio ha un *cap* annuo di 5 milioni di euro. Nel caso in cui in ciascun anno l'errore di previsione risulti superiore al livello obiettivo fissato per il 2008 è prevista una penalità pari a 3 euro/MWh fino ad un *cap* annuale pari a 2.5 milioni di euro. Si osserva che, in questa prima applicazione dei meccanismi incentivanti la previsione della domanda, l'AEEG ha fissato degli obiettivi di riduzione dell'errore valutato a livello nazionale e non a livello zonale.

Relativamente all'attività di previsione della produzione eolica è fissato per l'anno 2008 un premio di 3 euro/MWh se l'errore percentuale di previsione sull'energia eolica annua effettivamente prodotta risulta inferiore al 50%. Il premio si applica sulla quantità di energia immessa in rete moltiplicata per la differenza fra il 50% e l'errore di previsione percentuale riscontrato. Per gli anni dal 2009 al 2011, l'errore obiettivo è ricalcolato secondo una formula di riduzione rispetto all'errore riscontrato l'anno precedente. Il premio annuo è soggetto ad un *cap* di 3 milioni di euro. Una penalità pari a 3 euro/MWh sull'energia immessa in rete è prevista in caso di errore annuo di previsione superiore al 60%, con un *cap* che porta la massima penalità annua applicabile a 1.5 milioni di euro.

Incentivazione dell'attività di dispacciamento di Terna

Con la delibera 351/07, esito alla consultazione 52/07, l'AEEG dispone una modifica dei criteri di remunerazione dell'attività di dispacciamento eseguita da Terna, basata su criteri incentivanti e finalizzata a contenerne i costi sempre crescenti, secondo quanto previsto dal processo di revisione del corrispettivo per le attività di dispacciamento di Terna avviato con la delibera 250/05 e alla base delle finalità del gruppo di lavoro dedicato alla revisione del mercato dei servizi di dispacciamento predisposto con la

delibera 165/06.

Le proposte dell'AEEG prevedono una revisione delle modalità di definizione del corrispettivo DIS a copertura dei costi per l'attività di dispacciamento di Terna, basata su un meccanismo di *price cap* coerente con i criteri utilizzati per il calcolo della componente CTR a copertura dei costi per il servizio di trasmissione (secondo quanto previsto dal Testo Integrato della Trasmissione). Per il 2008 il corrispettivo DIS è fissato a 0.013 eurocent/kWh (adeguamento all'inflazione). Per il periodo 2008-2011 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti applicato alla componente del DIS a copertura dei costi operativi è fissata all'1.1%.

Misurazioni e settlement

L'accuratezza delle misurazioni e del *settlement* rimane uno dei punti più critici del sistema.

I soggetti responsabili

La delibera 111/06 assegna a Terna la responsabilità dell'aggregazione delle misure dell'energia elettrica per la quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento. Per il periodo 2004-2007 Terna si è avvalsa dell'opera delle imprese distributrici, o meglio del distributore di riferimento. Il servizio è remunerato attraverso il pagamento alle imprese di distribuzione di un corrispettivo, erogato da Terna e pagato da tutti gli utenti del dispacciamento, che varia in funzione del numero di punti di prelievo trattati su base oraria. Nel caso di inadempienza agli obblighi di comunicazione ed aggregazione da parte delle imprese di distribuzione però, le stesse rispondono solo in solido verso Terna e non sono previste penalità specifiche per le singole inadempienze.

Secondo quanto definito dalla delibera 111/06, dal 2008 Terna avrebbe dovuto individuare i soggetti di cui avvalersi per l'aggregazione delle misure sulla base di procedure concorsuali. Tuttavia, l'AEEG con la delibera 343/07 ha ritenuto necessario prorogare per il biennio 2008-2009 l'attuale sistema, a causa delle difficoltà frequentemente riscontrate nella corretta attribuzione di volumi di energia agli utenti del dispacciamento.

L'istruttoria conoscitiva sul dispacciamento

Tali difficoltà sono confermate dalla delibera 76/07, con la quale l'AEEG ha avviato un'indagine mirata a chiarire alcune incertezze, segnalate da Terna, su misure di energia rilevanti per la quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento per il mese di gennaio 2007. Infatti, per questo mese i dati di misura in possesso di Terna avevano determinato valori di immissioni sulla rete superiori ai

corrispondenti prelievi di circa 300 GWh (valore molto elevato e non attribuibile esclusivamente alle perdite sulla rete in condizioni normali di esercizio). L'indagine ha poi messo in evidenza il ripetersi di tale errore anche nei mesi di febbraio e marzo 2007 per un errore complessivo superiore a 1000 GWh non attribuibili a nessun utente del dispacciamento in prelievo. Pertanto con la delibera 177/07 l'AEEG ha aperto un'istruttoria conoscitiva che con la recente delibera 336/07 è stata prorogata fino al 30 giugno 2008 tenendo conto della complessità della procedura di revisione. Gli errori sembrerebbero causati da errori di rilevazione e registrazione dei prelievi da parte delle imprese distributrici. L'istruttoria mira ad individuare le criticità che incontra Terna nel controllo diretto del bilancio energetico sulla rete. Inoltre, con l'ultima delibera l'AEEG esorta Terna a congruagliare in tempi brevi ai clienti del dispacciamento le rettifiche delle partite fisiche ed economiche, presentando all'AEEG le cause e l'entità delle correzioni prima dell'applicazione.

Le tempistiche

Proprio a fronte delle difficoltà riscontrate, l'AEEG conferma in via provvisoria ancora per l'anno 2008 le tempistiche di calcolo e di fatturazione dei corrispettivi di dispacciamento adottate nel 2007.

La delibera 111/06 prevede che a regime:

- Terna calcoli l'energia immessa/prelevata per punto di dispacciamento e per periodo rilevante entro il venticinquesimo giorno del mese successivo a quello di competenza.
- Il pagamento dei corrispettivi di dispacciamento da parte di Gestore del Mercato Elettrico, gli utenti del dispacciamento e gli operatori del mercato avvenga entro il decimo giorno del secondo mese successivo a quello di competenza.
- Terna calcoli i corrispettivi di dispacciamento entro il venticinquesimo giorno del mese successivo a quello di competenza.
- Terna paghi il corrispettivo dell'attività di misura prestata dalle imprese distributrici al termine del secondo mese successivo a quello di competenza.

Per l'anno 2008 le disposizioni sulle tempistiche inerenti i punti precedenti rimangono invece le seguenti:

- Terna calcola l'energia immessa/prelevata per punto di dispacciamento e per periodo rilevante entro il quindicesimo giorno del secondo mese successivo a quello di competenza (un mese e venti giorni dopo la disposizione a regime).
- Terna calcoli i corrispettivi di dispacciamento entro

il quindicesimo giorno del secondo mese successivo a quello di competenza (un mese e venti giorni dopo la disposizione a regime).

- Terna paga il corrispettivo dell'attività di misura prestata dalle imprese distributrici al termine del terzo mese successivo a quello di competenza (un mese dopo la disposizione a regime).

Mancata incentivazione

Se da un lato si spera che l'indagine dell'Autorità contribuisca ad individuare le responsabilità dei singoli nelle inefficienze di misurazione e comunicazione dei dati, rendendo possibile l'applicazione di specifici meccanismi di premi/penalità volti a migliorare l'efficienza del sistema nel complesso, l'introduzione del *load profiling* per fasce prevista per i prossimi mesi suggerisce una maggiore complicazione del sistema attesa che non lascia prevedere il superamento dei problemi attuali in tempi brevi.

Tale previsione è confermata dalla mancata predisposizione nella delibera 351/07 di alcun provvedimento incentivante il miglioramento dell'attività di *settlement* delle partite fisiche ed economiche, contrariamente a quanto proposto nel documento di consultazione, e di quanto previsto in relazione alle altre attività di Terna sopra descritte nel paragrafo precedente. Il meccanismo di incentivazione del *settlement*, per ora sospeso come illustrato, era basato sull'applicazione nel calcolo dei corrispettivi a copertura dei costi di dispacciamento di un tasso di remunerazione del capitale investito per perseguire i maggiori obiettivi di efficienza maggiorato del 3% (rispetto al 6.9% definito nel TIT).

Destinazione del saldo netto di CCT e CCC

Infine, una buona notizia. L'AEEG (delibera 350/07) ha finalmente deciso la destinazione delle rendite di congestione, ossia di eventuali saldi positivi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto (CCT) e dall'assegnazione ed esercizio delle coperture (CCC). Tali saldi, inclusi quelli relativi agli anni passati, andranno infatti compresi del calcolo della *uplift* trimestrale, dove il saldo accumulato in passato si ripartirà su tutti i trimestri del 2008, mentre in futuro Terna dovrà tenere in considerazione i saldi maturati trimestre per trimestre. Si tratta di un elemento importante per la predisposizione dei giusti incentivi: in assenza di una specifica destinazione infatti l'eventuale rendita rimarrebbe a Terna disincentivando di fatto la soluzione delle congestioni, da attuarsi attraverso la costruzione di nuove linee e la gestione ottimale di quelle esistenti. Anzi anche in questo caso una maggiore trasparenza sugli ammontari in gioco sarebbe auspicabile.

La morosità dei clienti finali

Nell'ambito del servizio di fornitura assume particolare rilievo la definizione degli obblighi e delle responsabilità in capo ai vari soggetti coinvolti. In particolare, con il nuovo assetto della vendita è emersa la necessità di disciplinare in maniera organica i casi di mancato rispetto delle obbligazioni derivanti dal contratto di vendita. Con la delibera 4/08, che entrerà in vigore dal 1° marzo 2008, l'AEEG cerca di fornire un quadro certo per la gestione dei rapporti tra venditore, cliente finale, distributore e Terna nei casi di morosità:

- 1) del cliente finale nei confronti del venditore;
- 2) del venditore nei confronti di Terna e del distributore.

Per quanto riguarda il punto 1), attualmente esiste una discriminazione di trattamento tra il cliente moroso che si rifornisce sul mercato libero rispetto a quello che rientra nel regime di maggior tutela. Nel primo caso infatti, anche se il venditore risolve il contratto per morosità, il cliente ha l'opzione di "rifugiarsi" nel servizio di maggior tutela (o di salvaguardia) senza vedersi sospendere la fornitura. Al contrario, i clienti morosi serviti in regime di maggior tutela possono subire la sospensione della fornitura secondo quanto definito nella delibera 200/99¹ che regola la possibilità di sospensione da parte del distributore, con l'esclusione di alcuni casi espressamente previsti nella delibera stessa. Attualmente inoltre non esiste alcuna norma che disciplini i casi in cui non è possibile sospendere la fornitura (clienti non disalimentabili), ad eccezione dei casi in cui la fornitura è necessaria al funzionamento di apparecchiature elettromedicali salvavita.

Per quanto riguarda il punto 2), gli inadempimenti riguardano i casi in cui il venditore non rispetti gli obblighi contrattuali derivanti dai contratti di dispacciamento e trasporto. Per il dispacciamento, la delibera 111/06 prevede che Terna possa risolvere di diritto il contratto, mentre per il servizio di trasporto valgono le norme del codice civile e le clausole contrattuali sottoscritte tra venditore e distributore.

Le principali novità della delibera 4/08

La novità principale dell'intervento dell'AEEG è l'affermazione del principio che il venditore, sia in qualità di fornitore del mercato libero sia in qualità di fornitore della maggior tutela o della salvaguardia, possa richiedere al distributore la sospensione della fornitura per morosità del cliente.

¹ La delibera 200/99 è stata applicata ai clienti del mercato vincolato fino al 30 giugno 2007 e in seguito è stata estesa ai clienti serviti in regime di maggior tutela.

La delibera opera poi una netta distinzione tra cliente disalimentabile e cliente non disalimentabile, e, all'interno della categoria dei clienti disalimentabili, riserva un trattamento meno traumatico per i clienti allacciati in BT dotati di misuratore idoneo alla modulazione della potenza.

Sono introdotte inoltre specifiche misure volte a tutelare anche i fornitori di salvaguardia da possibili comportamenti opportunistici del cliente moroso che potrebbe passare al mercato libero: è previsto infatti un obbligo di acquisizione del credito (relativo alle ultime due fatture non pagate) da parte del nuovo fornitore del cliente moroso precedentemente servito in regime di salvaguardia (per un periodo non superiore a tre mesi successivi all'uscita dalla salvaguardia). Questa previsione regolatoria si rendeva necessaria per completare il quadro normativo relativo al servizio di salvaguardia prima dello svolgimento delle gare².

In sintesi l'intervento dell'AEEG riguarda il trattamento:

- del cliente moroso;
- dei clienti non disalimentabili;
- del venditore inadempiente;
- dei clienti allacciati in bassa tensione senza misuratore elettronico in servizio.

Cliente moroso

Il venditore può richiedere al distributore la sospensione della fornitura dopo un certo periodo di preavviso assicurato al cliente moroso (costituzione in mora per mezzo di raccomandata) il quale deve conoscere sia il termine entro cui è tenuto a sanare il suo debito (mai inferiore ai 5 giorni dall'avviso postale o consegna della raccomandata) sia il termine oltre il quale il venditore invierà la richiesta di sospensione al distributore. Un trattamento più morbido è riservato ai clienti in BT con misuratore idoneo alla modulazione della potenza: per questi è prevista una riduzione della potenza ad un livello pari al 15% della potenza disponibile prima di arrivare alla sospensione totale della fornitura. La sospensione deve essere effettuata dal distributore entro 5 giorni dal ricevimento della richiesta ma non potrà mai avvenire nei giorni festivi, al sabato e nei giorni che precedono il sabato e i festivi. Sono inoltre previste specifiche indicazioni nel caso di *switching* di un cliente già sospeso. In questo caso il distributore è tenuto ad avvertire il venditore subentrante;

² Si veda il numero 106 di questa Newsletter.

a quest'ultimo è concessa la possibilità di revocare lo *switching*. Se però non la richiede, il distributore deve eseguire la richiesta di *switching* e riattivare la fornitura. Tale previsione sembrerebbe lasciare aperta la questione del recupero del credito da parte del venditore uscente, a cui resta quindi il ricorso alle vie giudiziali per far valere il proprio diritto.

Clienti non disalimentabili

L'intervento dell'AEEG affronta anche la questione relativa ai clienti di cui non è possibile sospendere la fornitura (clienti non disalimentabili). In particolare, non potrà essere sospesa la fornitura relativa:

- I. ai clienti che necessitano di apparecchi di cura³;
- II. ai clienti individuati con il Piano di emergenza per la sicurezza del servizio elettrico (Ferrovie, aeroporti, ecc...)⁴;
- III. ai soggetti che svolgono funzioni di pubblica utilità, individuati dai distributori.

E' prevista anche la predisposizione e l'aggiornamento di un elenco dei clienti non disalimentabili, dal quale i distributori stessi eliminano quelli che dichiarano espressamente al proprio fornitore di non voler essere inclusi in tale elenco⁵. In caso di morosità del cliente non disalimentabile, il fornitore può risolvere il contratto di trasporto e dispacciamento inviandone richiesta al distributore che a sua volta provvederà a trasferire l'utenza nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico o del fornitore di salvaguardia.

Il venditore inadempiente

La delibera specifica gli obblighi di comunicazione che Terna e il distributore devono rispettare nei casi in cui il venditore risulti moroso nei loro confronti. In particolare, Terna deve comunicare al distributore di riferimento il termine dopo il quale il contratto di dispacciamento viene considerato risolto. A sua volta questi deve informare in modo tempestivo sia i clienti finali serviti dal venditore inadempiente sia le imprese sottese. La comunicazione ai clienti finali deve indicare la data a partire dalla quale essi verranno trasferiti nel contratto di dispacciamento dell'AU o del fornitore di salvaguardia e il termine entro

il quale i clienti possono concludere un nuovo contratto con un fornitore diverso evitando di attivare il servizio di maggior tutela o di salvaguardia. Un procedimento analogo è previsto per i rapporti tra venditore e distributore per il mancato rispetto degli obblighi relativi al servizio di trasporto.

I clienti in BT senza misuratore elettronico in servizio

Le nuove norme entreranno in vigore dal prossimo 1 marzo, ad eccezione di quelle relative ai clienti non disalimentabili e ai clienti allacciati in Bassa Tensione (BT) non dotati di misuratore elettronico messo in servizio per le quali la data di avvio è il 1 aprile 2008. In particolare, per questi ultimi sono indicate regole transitorie che prevedono alcuni specifici impegni e obblighi di comunicazione per i distributori almeno fino al 31 dicembre 2008⁶. Questa previsione normativa sembra andare incontro alle esigenze dei distributori per i quali i tempi previsti per le operazioni di sospensione (e riattivazione) della fornitura potrebbero creare alcuni problemi gestionali dovuti al fatto che l'intervento di sospensione implica l'accesso fisico presso ciascun punto di prelievo.

Le prossime tappe

L'azione dell'AEEG, pur costituendo un passo ulteriore verso una migliore definizione del nuovo assetto del mercato dopo l'apertura dello scorso luglio, lascia aperta la strada ad ulteriori azioni regolatorie. In *primis*, la stessa AEEG prevede di definire altri strumenti volti a ridurre il rischio di credito affrontato dai venditori e cita espressamente la costituzione delle *black list*, cioè di apposite liste dei clienti insolventi, avvalendosi anche dell'Autorità Garante della Privacy.

Per quanto riguarda i clienti non disalimentabili, in attesa dei criteri per l'individuazione del relativo elenco nell'ambito della normativa riguardante la definizione dei soggetti economicamente deboli, le regole introdotte dall'AEEG avranno come probabile conseguenza quella di far "ricadere" questa tipologia di clientela nei regimi di maggior tutela o di salvaguardia. Si pone quindi il problema di come coprire e contenere i maggiori oneri che ricadranno

³ Clienti individuati secondo quanto definito dalla 200/99. Questo fino a quando il Governo non definirà i criteri e le modalità di applicazione della tariffe elettriche agevolate per i soggetti economicamente deboli, tra i quali saranno ricompresi anche i clienti in gravi condizioni di salute.

⁴ Clienti identificati ai sensi della delibera CIPE n.91/79.

⁵ Entro 30 giorni dall'entrata in vigore della delibera i distributori dovranno inviare l'elenco dei clienti non disalimentabili alle Prefetture e all'AEEG, specificando le caratteristiche dei clienti che danno titolo ad essere inseriti nella lista.

⁶ Nello specifico viene definita una capacità mensile di sospensione per ciascun distributore chiamato ad eseguire un numero minimo di richieste. La capacità mensile è data dal valore massimo tra il numero medio mensile di sospensioni effettuate nel secondo semestre 2007 (1 luglio - 31 dicembre) e lo 0.25% del totale dei punti di prelievo connessi in BT non dotati di misuratore elettronico. Tale capacità viene poi attribuita a ciascun venditore sulla base della quota di clienti detenuta nell'ambito territoriale del distributore. Le richieste di sospensione vengono inoltrate ogni settimana dai venditori (che possono anche indicare un ordine di priorità nella sospensione) ai distributori che sono tenuti all'intervento entro 8 giorni lavorativi.

sui fornitori di ultima istanza. Per il loro contenimento, l'AEEG ipotizza il ricorso a società di *factoring*, deputate alla gestione e al recupero dei crediti vantati nei confronti dei clienti non disalimentabili, da selezionare mediante apposite gare, che lascia la possibilità al cliente moroso di rientrare dal debito attraverso piani di rateizzazione. Nel documento di consultazione propedeutico alla delibera⁷, l'AEEG proponeva che idealmente questi oneri trovassero copertura attraverso la fiscalità generale.

Tuttavia, mancando una norma legislativa che preveda questa eventualità, appare scontata l'introduzione di una specifica componente in bolletta, che avrebbe comunque l'effetto di esplicitare il costo della morosità di questa tipologia di clienti, a differenza del meccanismo precedente che scaricava l'onere nei corrispettivi di vendita del mercato vincolato.

⁷ Documento di consultazione del 2 luglio 2007.

ENERGIA RINNOVABILE

La cooperazione Stato-regioni nelle politiche per le rinnovabili: criticità e indicazioni di intervento*

Nel precedente numero di questa *Newsletter* si è discusso lo stato di attuazione delle politiche regionali per la promozione dell'energia rinnovabile nel settore elettrico, anche alla luce del nuovo obiettivo di medio termine fissato dalla legge finanziaria 2008, da declinare a livello regionale, e di quelli in discussione a livello europeo per il 2020. La rilevanza quantitativa dei nuovi obiettivi si scontra con i risultati delle analisi condotte a livello europeo, che mostrano per l'Italia uno dei livelli più alti di incentivazione correlato ad uno dei più bassi di crescita del settore¹.

Il perseguimento dei nuovi e impegnativi *target* comunitari richiede una messa a punto dei regimi di incentivazione che garantisca non solo maggiore efficacia, ma anche maggiore efficienza e trasparenza, così da minimizzare i costi delle politiche di sostegno. A tal fine appare necessario porre maggiore attenzione alle analisi di efficacia e efficienza del ciclo di politiche di promozione delle fonti rinnovabili che si intende superare, come riferimento per la definizione dei nuovi obiettivi e strumenti, cosa che non sembra essere avvenuta in modo adeguato con le nuove norme introdotte dalla legge finanziaria 2008. La attuale fase di riformulazione delle politiche italiane per la promozione delle fonti rinnovabili avviene nel solco del processo, parallelo, di rafforzamento del ruolo dell'UE e di quello delle regioni. In questo processo, il ruolo dell'amministrazione centrale nelle politiche nazionali cambia ma non è meno rilevante. Venuto meno il ruolo nelle funzioni amministrative per le autorizzazioni, resta cruciale il ruolo di indirizzo degli strumenti di incentivazione e diventa essenziale quello di regia dei processi di *governance* istituzionale delle politiche energetiche (non solo per le fonti rinnovabili).

In questa chiave si descrivono le criticità che dovranno essere superate per raggiungere i nuovi obiettivi di promozione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico e si individuano gli ambiti di intervento necessari nella prospettiva dell'evoluzione della politica energetica dell'UE e di quella italiana, ambiti che coinvolgono l'efficacia complessiva dell'intervento di Stato, regioni ed enti locali nel loro insieme.

* A cura di Tommaso Franci. Il contributo è tratto dal quaderno di ricerca REF "Politiche regionali e fonti rinnovabili nel settore elettrico", di Tommaso Franci, in corso di pubblicazione.

¹ Si veda l'articolo *In Italia gli incentivi più alti d'Europa* in questo numero della *Newsletter*.

I problemi aperti

Legge finanziaria e nuova direttiva UE

La procedura e le scadenze fissate dalla legge finanziaria per la definizione degli obiettivi regionali 2012 si sovrappongono con il processo di definizione della nuova direttiva europea per la promozione dell'uso delle fonti di energia rinnovabile secondo gli indirizzi della nuova politica energetica UE. Non sono pochi gli aspetti delle politiche di promozione delle fonti rinnovabili che saranno definiti nella nuova direttiva e di cui, nei limiti del possibile, sarebbe opportuno tenere conto nella emanazione del decreto di ripartizione dell'obiettivo nazionale e nel successivo adeguamento dei programmi regionali, in modo da avere un impianto degli indirizzi di politica energetica sostanzialmente valido anche nella prospettiva degli obiettivi 2020.

Si accennano di seguito solo alcuni di tali aspetti.

✓ La proposta di nuova direttiva prevede che gli Stati membri, entro il 2010, si dotino di un "piano di azione nazionale" per la promozione delle rinnovabili. Ciò ripropone il tema della necessità di uno strumento di indirizzo della politica energetica italiana in cui comprendere e integrare la definizione degli obiettivi e la gestione degli strumenti dell'intervento pubblico nei diversi comparti del settore energetico. Anche se tale strumento non è disponibile, è necessario che la definizione degli obiettivi regionali 2012 per lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico sia propedeutica al suddetto "piano di azione nazionale" e sia integrata nello sviluppo delle politiche pubbliche negli altri comparti del settore energetico.

✓ La proposta di direttiva riferisce gli obiettivi al "consumo finale di energia elettrica". La legge finanziaria parla, invece, della quota minima di incremento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili necessaria per coprire il 25% del consumo interno lordo (CIL) secondo i criteri della Direttiva 2001/77/CE tuttora in vigore.

✓ La proposta di direttiva dovrebbe introdurre la possibilità di ottemperare al raggiungimento della quota-obiettivo di consumo elettrico finale coperto da fonti rinnovabili sia tramite scambio fisico che virtuale di energia rinnovabile. Il tenere o meno conto di questa possibilità ha conseguenze molto rilevanti nella valutazione degli obiettivi e dei modi di perseguirli.

✓ Ai fini della definizione dell'obiettivo nazionale 2012 e della sua ripartizione tra le regioni è opportuno adottare un metodo di valutazione della producibilità media degli impianti idroelettrici simile a quello che viene introdotto in allegato alla proposta di direttiva, basato sulla normalizzazione della producibilità sul livello medio degli ultimi 15 anni.

Scenari di sviluppo della domanda elettrica

La formulazione dell'obiettivo nazionale per il 2012 ripropone la necessità di definire lo scenario di sviluppo della domanda elettrica per il periodo 2008-2012.

Il precedente costituito dall'ipotesi di sviluppo della domanda elettrica assunta dal governo italiano al momento del varo della direttiva 2001/77/CE (CIL a 340 TWh nel 2010), che sottostima i valori effettivi (il CIL ha superato tale livello già nel 2004), mostra quanto questo tipo di scelta possa condizionare la significatività degli obiettivi espressi in termini di produzione di energia elettrica.

Il problema si pone in modo particolare per la scadenza fissata dalla finanziaria, rispetto all'integrazione che dovrà essere assicurata con le attuali e nuove politiche di efficienza energetica, di cui è difficile valutare prevedere l'efficacia, anche nel medio termine. Il rischio che si corre è quello di assumere nuovamente scenari irrealistici che sottostimano l'evoluzione della domanda elettrica e di conseguenza gli obiettivi di sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Ciò può essere particolarmente problematico nella prospettiva dei futuri obiettivi nazionali 2020 di sviluppo delle fonti rinnovabili, che avranno carattere vincolante e non più indicativo.

Criteri di ripartizione del target nazionale tra le regioni

Il livello di produzione rinnovabile registrato nel 2006 e lo stato di attuazione degli obiettivi nazionale e regionali 2010, segnalano la rilevanza della crescita necessaria per raggiungere gli obiettivi 2012 e 2020.

L'obiettivo 2012 richiede un incremento della produzione di circa 45 TWh con una crescita di più dell'80% in sei anni a un tasso medio annuo dell'11% circa, a fronte di un tasso di crescita annuo 2000-2006 di poco superiore al 2%.

I principali parametri di riferimento per effettuare la ripartizione e individuare le quote regionali di minimo incremento della produzione al 2012 possono essere le seguenti:

- ✓ le potenzialità di sviluppo nell'uso delle fonti rinnovabili in ciascuna regione;
- ✓ parametri generali di carattere economico (PIL),

demografico (popolazione) territoriale (superficie),

✓ grado di sviluppo regionale del settore (potenza installata o produzione);

✓ posizione della regione rispetto all'obiettivo nazionale espresso in termini di percentuale del CIL.

Cooperazione Stato-regioni e poteri sostitutivi

Le criticità emerse nel primo decennio di vita del nuovo assetto delle responsabilità istituzionali nelle politiche per la promozione delle fonti rinnovabili sono comuni ad altri ambiti delle politiche energetiche² e di altri settori dell'intervento pubblico oggetto del processo di riforma iniziato con la L. n. 59/97 e il Dlgs n. 112/98, e ulteriormente rafforzato a seguito dell'approvazione del nuovo Titolo V della Costituzione nel 2001. L'attuale architettura istituzionale italiana è frutto di un processo di decentramento ispirato al principio di sussidiarietà che risponde funzionalmente ad una realtà economica e sociale in cui la dimensione regionale/locale è sempre più direttamente integrata con la dimensione sovranazionale dei mercati e delle istituzioni.

L'aspettativa di modifiche radicali all'attuale architettura istituzionale, a partire dal Titolo V della Costituzione, ha costituito per il settore energetico un freno allo sviluppo di una prassi consolidata di cooperazione interistituzionale tra regioni, e tra Stato e regioni.

Allo stesso modo, la mancata attuazione di quanto già previsto dal Dlgs n. 112/98, in termini di adozione di atti statali di indirizzo e coordinamento per un'adeguata programmazione energetica regionale, e dal Dlgs n. 387/2003, in termini di obiettivi regionali, non potrà trovare risposta nei poteri sostitutivi, in capo allo Stato, previsti dal comma 170 dell'articolo 2 della legge finanziaria 2008.

Inoltre appare particolarmente dubbia l'efficacia dei poteri sostitutivi dello Stato nei confronti delle regioni in caso di mancato adeguamento dei propri programmi in materia di promozione delle fonti rinnovabili, agli obiettivi regionali attribuiti col decreto di ripartizione della quota di incremento necessaria per raggiungere l'obiettivo nazionale del 25%.

Stato di attuazione degli obiettivi 2010 e nuovi obiettivi regionali 2012

Le regioni dal 2000 ad oggi si sono dotate in modo incompleto e disomogeneo di atti di indirizzo per la promozione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico. Come visto nel precedente numero di questa

² Politiche regionali e infrastrutture energetiche, ONIPE - Osservatorio Nazionale sugli Investimenti e sui Progetti nell'Energia, 31 ottobre 2006.

Newsletter, a fine 2006 è stato realizzato solo il 25% dell'incremento fissato in termini di potenza installata e livello di produzione dalle regioni. Le performance a livello nazionale hanno oscillato, negli ultimi sei anni, tra il 14 e il 17% di produzione rinnovabile sul CIL, e le tendenze segnalano una crescita insufficiente per il raggiungimento dell'obiettivo 2010.

La mancanza di una verifica approfondita e condivisa dello stato di attuazione degli obiettivi 2010 di sviluppo nell'uso delle fonti rinnovabili nel settore elettrico sia a livello regionale che nazionale rischia di porre su basi fragili la definizione e l'assunzione dei nuovi e più impegnativi obiettivi nazionali e regionali 2012 e 2020.

La scadenza immediata per la definizione degli obiettivi 2012 richiede un salto di qualità nella condivisione dei criteri di valutazione dei potenziali di sviluppo connessi alla effettiva sfruttabilità delle risorse nel territorio e alla competitività delle tecnologie. Basti notare che l'obiettivo 2012 della legge finanziaria implica uno sviluppo delle produzioni pari al 93.5% di quello che è stato individuato dal Governo come potenziale massimo teorico nel proprio *Position Paper* presentato alla Commissione Europea.

Adeguamento dei programmi regionali

La determinazione dei nuovi obiettivi regionali 2012 potrà consentire alle regioni di adeguare i propri programmi e avviare l'attuazione su basi solide, solo se questo passaggio verrà affrontato con l'obiettivo compiere un salto di qualità nella capacità di Stato e regioni di gestire continuamente in modo coordinato le politiche energetiche nazionali.

Sotto questo profilo va superato un approccio burocratico formale e vanno individuate modalità operative nell'attività comune tra Stato e regioni, di monitoraggio nella gestione delle politiche e nell'attuazione degli obiettivi che non potrà limitarsi al monitoraggio biennale previsto dalla legge Finanziaria.

L'individuazione degli obiettivi regionali dovrà avere, come base dell'intesa da raggiungere in sede di conferenza Stato Regioni, una fondata e condivisa valutazione preliminare del contributo che potrà essere fornito dalle diverse fonti nelle diverse realtà territoriali in termini di potenziale effettivamente sfruttabile. Senza questo elemento verrà inevitabilmente minata la possibilità di procedere senza difficoltà nella fase successiva di definizione e attuazione dei programmi regionali.

Inoltre, la fase di adeguamento dei programmi regionali successiva al decreto di ripartizione potrà avere una sua solidità di termini di indirizzo e supporto alla capacità di raggiungere gli obiettivi se verranno affrontati

fino in fondo i fattori che oggi condizionano negativamente l'efficacia delle politiche e lo sviluppo del settore. In particolare è necessario che la fase di programmazione regionale superi i problemi di concertazione istituzionale, *governance* con gli attori economico sociali, integrazione con le politiche ambientali e con le altre politiche pubbliche (ambientali, agricole, territoriali) che interagiscono con le politiche di promozione delle fonti rinnovabili.

Standard di formulazione dei programmi

E' indispensabile superare la eterogeneità e non immediata confrontabilità del modo in cui sono stati predisposti i piani energetici e gli atti di indirizzo delle regioni.

Tale criticità deve essere superata contestualmente al decreto di definizione degli obiettivi regionali 2012, in modo che esista un quadro di riferimento omogeneo e condiviso che sia alla base del successivo processo di adeguamento e definizione dei programmi regionali di promozione nell'uso delle fonti rinnovabili a fini elettrici.

Programmi e Valutazione Ambientale Strategica

Le procedure e i tempi previsti dal comma 167 della legge finanziaria per l'emanazione decreto ministeriale di ripartizione tra le regioni della quota minima di incremento dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili, e dal comma 168 per l'adeguamento da parte delle regioni dei propri piani o programmi non tengono conto delle implicazioni connesse all'applicazione della normativa in materia di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). L'effettuazione della VAS dovrà avvenire sicuramente nel caso dei piani e programmi regionali. Un'immediata implicazione connessa all'applicazione delle norme in materia VAS potrebbe essere l'impossibilità di rispettare i tempi previsti dai commi 167 e 168 della finanziaria.

Efficacia dei procedimenti autorizzativi e conflitti ambientali

Il problema dell'accettabilità sociale degli impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili è stato individuato anche nel *Position Paper* come il fattore probabilmente più importante per l'effettivo sfruttamento del potenziale di sviluppo del settore.

I commi 157-161 dell'articolo 2 della legge finanziaria 2008 introducono modifiche all'articolo 12 del Dlgs n. 387/2003 finalizzate a snellire e semplificare il procedimento autorizzativo unico per gli impianti. Le modifiche introdotte potranno dare un contributo all'efficacia dei procedimenti autorizzativi ma non si può pensare di superare le criticità

legate alle dinamiche di conflitto ambientale senza andare oltre un approccio burocratico formale nella gestione degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione del pubblico interessato già previsti dalla normativa, in particolare quando viene richiesta la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA).

Anche in questo caso si ripropone un problema di efficacia dell'intervento pubblico che non può essere affidata solo alle modifiche normative, ma che chiama in causa la qualità della cultura e della prassi nella gestione di procedimenti amministrativi le cui criticità non possono essere risolte solo in termini di adeguatezza giuridico-formale e tecnico-scientifica. La problematica è ormai comune a quella delle grandi infrastrutture energetiche³ ma nel caso delle fonti rinnovabili si presenta in modo più diffuso e pervasivo, per via della taglia ridotta degli impianti e dei livelli istituzionali competenti per i procedimenti autorizzativi e di valutazione di impatto ambientale (VIA).

Indicazioni di intervento

E' possibile riferire le indicazioni di intervento per la realizzazione efficace delle politiche di promozione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico a tre livelli istituzionale.

Livello nazionale: indirizzi generali e concertazione

✓ Individuazione di strumenti flessibili per lo sviluppo di una prassi di cooperazione interistituzionale, continua e non episodica, adeguata all'esercizio delle responsabilità nazionali e regionali in materia di politiche energetiche, nell'ottica dell'interesse generale del Paese.

✓ Introduzione di meccanismi sanzionatori nei confronti delle eventuali inadempienze da parte delle regioni, sia nella definizione dei nuovi programmi che nella loro attuazione. A differenza dei meccanismi che prevedono l'esercizio di poteri sostitutivi, l'adozione di meccanismi sanzionatori (come la sospensione del trasferimento di finanziamenti statali) può costituire uno strumento efficace di responsabilizzazione delle regioni.

✓ Definizione dei nuovi obiettivi regionali 2012 in linea con il processo di approvazione della nuova direttiva UE in materia di fonti energetiche rinnovabili.

✓ Definizione degli scenari di evoluzione della domanda elettrica in modo coordinato con gli obiettivi e le politiche di efficienza energetica.

✓ Adozione di linee guida e standard comuni di

riferimento per la formulazione e l'adeguamento dei programmi regionali di promozione delle fonti energetiche rinnovabili.

✓ Adozione di linee guida per la gestione dei procedimenti autorizzativi sia sotto il profilo amministrativo che dell'efficacia nell'uso degli strumenti di informazione e partecipazione previsti dalle procedure di VIA.

Livello regionale: governance e integrazione delle politiche

✓ La fase di ridefinizione dei programmi regionali prevista dalla legge finanziaria potrà consentire di verificare la validità dei potenziali di sviluppo individuati dagli atti di indirizzo regionali esistenti e individuare le potenzialità di effettivo sviluppo nell'uso delle diverse fonti rinnovabili offerte oggi dalle diverse realtà territoriali.

✓ La fase di adeguamento dei programmi regionali dovrà fondarsi su attività di concertazione istituzionale, di *governance* con gli attori economico-sociali e di integrazione con le politiche ambientali e con le altre politiche pubbliche (ambientali, agricole, territoriali) che interagiscono con le politiche di promozione delle fonti rinnovabili.

✓ Lo svolgimento della VAS per i nuovi programmi regionali con un approccio operativo e non burocratico, può costituire uno strumento efficace per affrontare in modo adeguato i problemi legati alla individuazione del potenziale effettivamente sfruttabile e all'integrazione con le altre politiche pubbliche collegate. Ciò potrà fornire una base solida anche per i processi di concertazione istituzionale, *governance* economico-sociale e la gestione dei procedimenti autorizzativi.

Livello locale: procedimenti autorizzativi e conflitti ambientali

✓ I problemi di efficacia dei procedimenti autorizzativi legati alle dinamiche di conflitto ambientale possono essere affrontati superando, sia da parte delle imprese che della pubblica amministrazione, un approccio burocratico formale nella gestione degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione del pubblico interessato già previsti dalla normativa, in particolare quando è richiesta la VIA.

³ *Conflitti ambientali e infrastrutture energetiche: il caso dei terminali GNL in Italia*, Quaderno di Ricerca REF n. 41 a cura di Tommaso Franci, maggio 2007.

In Italia gli incentivi più alti d'Europa

In parallelo al lancio del pacchetto clima che, come ormai noto, prevede il raggiungimento di un obiettivo minimo di riduzione delle emissioni di gas serra del 20% entro il 2020, anche attraverso la promozione delle fonti energetiche rinnovabili¹, la Commissione Europea (CE) ha pubblicato un rapporto per la valutazione dei sistemi di sostegno all'elettricità rinnovabile introdotti negli Stati membri in attuazione della Direttiva 2001/77/CE².

Le conclusioni cui la CE perviene sono simili a quelle del precedente rapporto sull'implementazione della Direttiva, pubblicato alla fine del 2005³:

✓ i sistemi di incentivazione basati sull'erogazione di tariffe incentivanti (cd. tariffe *feed-in*) si sono dimostrati in generale più efficaci ed efficienti di quelli basati sull'obbligo di immissione in rete di elettricità rinnovabile da soddisfare attraverso la consegna di certificati negoziabili (cd. certificati verdi);

✓ la completa armonizzazione degli schemi nazionali di sostegno non è ancora auspicabile, principalmente perché essi perseguono anche obiettivi di sviluppo regionale e locale il cui raggiungimento potrebbe essere ostacolato dall'introduzione di uno schema unico a livello UE.

Gli strumenti adottati dagli Stati membri

La maggior parte degli Stati membri continua a preferire sistemi basati su tariffe *feed-in* o premi (**Tabella 1**). Si tratta di strumenti cosiddetti *price-based*, in quanto il regolatore fissa, sulla base di un obiettivo di sviluppo della generazione rinnovabile, il livello di incentivo per l'energia rinnovabile immessa in rete senza imporre alcun obbligo di immissione sui partecipanti allo schema. Le tariffe *feed-in* comprendono sia la remunerazione del prezzo dell'energia sia l'incentivo alla produzione di energia rinnovabile e sono corrisposte dal soggetto che gestisce il sistema senza che i produttori cedano l'energia direttamente sul mercato. I premi, al contrario, rappresentano unicamente la componente di incentivo per i produttori: essa si somma alla remunerazione dell'energia che i produttori ottengono cedendo la stessa direttamente sul mercato. Entrambi prevedono, generalmente, un supporto differenziato per fonte. Sistemi di tariffe *feed-in* sono in vigore in Germania, Francia e Austria. Paesi come Spagna e Danimarca hanno optato, invece, per schemi basati su premi.

¹ Si veda, in proposito, la rubrica *In breve dall'Europa*.

² SEC(2008) 57. L'analisi della CE non include gli strumenti di sostegno agli investimenti (contributi in conto capitale, esenzioni fiscali), focalizzandosi sul supporto operativo.

³ COM(2005) 627.

Tabella 1. Sistemi di sostegno negli Stati UE				
	Feed-in	Quota obbligo	CV	Bandi
A	x			
BE		x	x	
BG	x			
CY	x			
DK	x			x
EE	x			
FI				x
FR	x			x
DE	x			
GR	x			
IE	x			
I	x	x	x	
LA	x	x		
LT	x			
LU	x			
MT	x			
NL	x			
PL		x	x	
PT	x			
CZ	x			
UK		x	x	
RO		x	x	
SK	x			
SI	x			
ES	x			
SE		x	x	
HU	x			

Fonte: SEC 2008 (57)

In sette degli Stati membri UE (nel 2005 erano cinque) sono stati introdotti meccanismi di sostegno all'elettricità rinnovabile *quantity-based*, secondo cui il regolatore determina la quantità di generazione rinnovabile necessaria per raggiungere il proprio obiettivo di sviluppo e impone un corrispondente obbligo di immissione sui partecipanti allo schema. In sei dei sette Paesi, ossia Belgio, Italia, Polonia, Regno Unito, Romania e Svezia, lo strumento dell'obbligo è accompagnato dalla possibilità di negoziare certificati verdi (CV). I sistemi CV forniscono generalmente un supporto indifferenziato per fonte/tecnologia. Fanno eccezione gli schemi italiano e britannico, nei quali è prevista la differenziazione degli incentivi attraverso l'applicazione di specifici coefficienti⁴.

Un altro tipo di meccanismo basato sulla quantità, ossia il *tendering*, viene ancora utilizzato in Francia per i progetti di grande idroelettrico e in Danimarca per quelli di eolico *off-shore*. Si tratta di un sistema di bandi condotti per determinate quantità di energia prodotta da specifiche fonti, di cui risulta vincitore il produttore che offre al minor prezzo.

⁴ Si veda, per il sistema italiano, il numero 105 di questa Newsletter.

L'efficacia e il livello di sostegno

Il sostegno alle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica è misurato in termini di efficacia e di efficienza dei sistemi introdotti in ciascuno stato.

Efficacia

L'indicatore di efficacia utilizzato dalla CE mette a confronto, con riferimento a ciascuna fonte, l'incremento della produzione elettrica rinnovabile nel periodo 1998-2006 con il potenziale aggiuntivo realizzabile al 2020⁵ ed è espresso in percentuale (**figura 2**). I risultati mostrano la maggiore efficacia dei meccanismi *feed-in*, mentre i sistemi CV producono risultati soddisfacenti unicamente per le fonti a più basso costo di generazione. In generale, i nuovi Stati membri hanno ottenuto risultati più deludenti di quelli realizzati dai Paesi UE-15. Per quanto concerne la fonte eolica, i più elevati livelli di efficacia sono stati registrati in Spagna, Germania e Danimarca: come già detto, si tratta di Stati che hanno sistemi di sostegno di tipo *feed-in*.

Efficienza

L'indicatore di efficienza mette a confronto, con riferimento a ciascuna fonte, il livello di sostegno all'elettricità rinnovabile, normalizzato in considerazione della diversa durata del supporto nei diversi paesi, con i costi di generazione. In sostanza, tale indicatore misura la capacità del sistema di fornire un incentivo all'energia rinnovabile al minor costo possibile. L'analisi condotta

per la fonte eolica illustra come i sistemi basati su tariffe incentivanti (si vedano, ad esempio, i casi di Germania, Spagna, Francia, Grecia e Portogallo) siano generalmente più efficienti di quelli CV (Belgio, Italia, Polonia e Regno Unito, **Figura 1**). Salvo poche eccezioni, essi garantiscono, infatti, un livello di sostegno sufficiente alla copertura dei costi della generazione eolica, ma minore di quello concesso dalla maggior parte degli schemi CV. Si noti, in particolare, come l'Italia abbia il livello di sostegno in assoluto più alto tra i 27 Stati Membri.

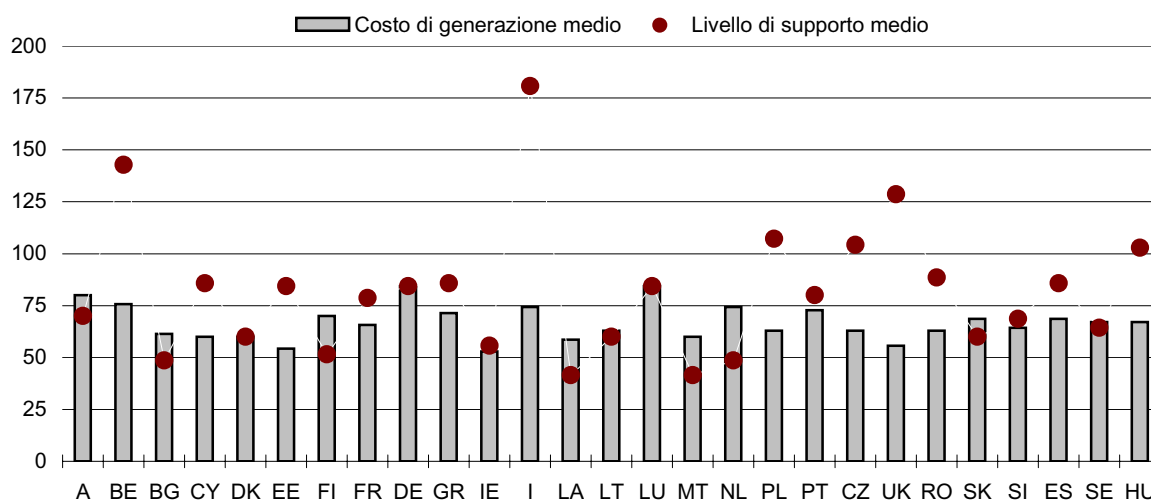
Efficacia e redditività attesa

I dati sull'efficacia di ciascun sistema sono poi stati incrociati con stime sul profitto medio atteso dall'investimento rinnovabile, effettuate utilizzando un indicatore denominato "attrattività dell'investimento", espresso in eurocent/kWh.

Questo ulteriore passaggio dell'analisi è finalizzato a valutare se, e in che misura, il successo di uno schema di sostegno alla generazione rinnovabile sia determinato dal livello di sostegno e, conseguentemente, se e quanto esso sia invece determinato da altri aspetti, quali la stabilità regolatoria, il basso rischio di investimento e la facilità di accesso al mercato.

Sempre con riferimento alla fonte eolica, per i sistemi *feed-in* si osservano minori ritorni attesi e maggiori livelli di efficacia, mentre gli schemi CV sono maggiormente attraenti per gli investitori (i profitti attesi raggiungono 70 euro/MWh per Italia e Regno Unito) e scarsamente efficaci (**Figura 2**).

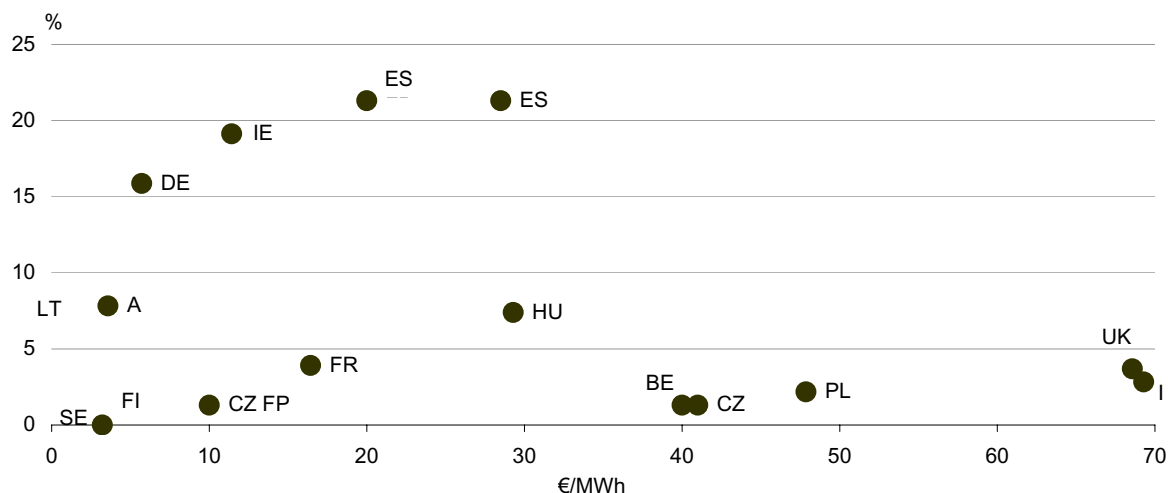
Figura 1. Livello di sostegno e costi di generazione
(€/MWh)



Fonte: SEC(2008) 57

⁵ Per la stima dei potenziali al 2020, si veda "FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020", Fraunhofer ISI, EEG, KEMA, Ecofys, REC, Aprile 2005.

Figura 2. Efficacia e redditività attesa dell'investimento
(€/MWh e %)



Fonte: SEC(2008) 57

Gli altri aspetti esaminati

Il rapporto della CE valuta una serie di aspetti critici per lo sviluppo dell'energia elettrica rinnovabile (barriere amministrative, accesso alle reti) e che collegano le politiche di promozione delle suddette fonti con le altre politiche comunitarie.

Riguardo a questi ultimi aspetti, sono prese in considerazione, in particolare, le interazioni con le politiche per la creazione di un mercato energetico comune e quelle per lo sviluppo locale.

Per quanto riguarda la politica di mercato interno la CE avverte che, una volta realizzato lo stesso, i sistemi di tariffe incentivanti omnicomprensivi dovranno essere ripensati. Al contrario di tutti gli altri strumenti (premi compresi), l'erogazione di tariffe *feed-in* permette, infatti, ai soggetti beneficiari di cedere l'energia prodotta senza partecipare direttamente al mercato, soprattutto se il sistema di tariffe è accompagnato dall'obbligo di ritiro dell'energia da parte del soggetto gestore.

Per quanto concerne, invece, le politiche di sviluppo locale, esse vanno tenute in considerazione nel valutare la possibilità di armonizzare, a livello UE, gli attuali sistemi di sostegno. La realizzazione di uno schema unico, infatti, rischierebbe di ostacolare il perseguimento degli obiettivi di sviluppo rurale (o locale) che lo promozione della generazione distribuita (prevalentemente rinnovabile) può favorire.

Accanto a tali motivazioni, l'armonizzazione appare prematura perché deve ancora maturare, in seno alla UE, l'esperienza necessaria per individuare lo strumento di sostegno migliore. E' vero, infatti, che le tariffe incentivanti

hanno finora permesso di raggiungere risultati migliori con minori costi, ma è altrettanto vero che tali sistemi comportano minori difficoltà di realizzazione e sono più maturi di quelli basati sullo scambio di CV.

Lo stato di attuazione degli obiettivi

L'osservatorio francese per l'energia rinnovabile EurObserv'ER ha pubblicato il 7° rapporto sullo stato dell'energia rinnovabile in Europa. Il documento sancisce, a tre anni dalla scadenza fissata dalla Direttiva 2001/77/CE, l'impossibilità per gli Stati membri UE, di raggiungere gli obiettivi indicativi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. La principale causa del fallimento è il rallentamento della produzione idroelettrica (che rappresenta ancora circa il 65% della generazione rinnovabile complessiva), solo parzialmente compensato dalla crescita della generazione eolica e da biomasse.

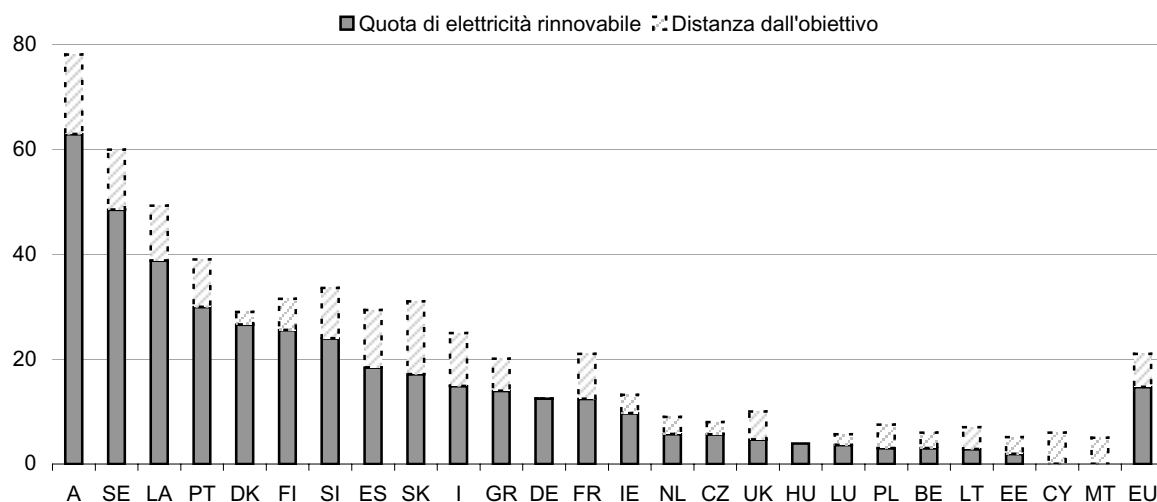
A livello di singoli Paesi, la Germania è l'unico Stato ad aver già raggiunto il proprio obiettivo, mentre Francia e Italia appaiono tra gli Stati maggiormente in ritardo (**Figura 3**). Nel complesso, nel 2006 la generazione elettrica da fonti rinnovabili ha coperto il 14.6% del consumo interno, a fronte di un obiettivo, per il 2010, del 21%.

Le prospettive per l'Italia

Dall'analisi della CE e dai dati sullo stato di attuazione degli obiettivi emerge come l'Italia sia in ritardo nel conseguimento dei propri target e si sia dotata di uno dei sistemi meno efficienti a livello UE.

Resta da valutare, sulla base delle indicazioni provenienti dalle suddette analisi, quanto la riforma

Figura 3. Stato di avanzamento verso gli obiettivi di elettricità da fonti rinnovabili (%)



Fonte: dati EurObserv'ER

operata dalla Finanziaria 2008 sarà in grado di produrre effetti positivi sul funzionamento dello schema CV, sia in termini di efficacia sia in termini di costi per il raggiungimento degli obiettivi.

Le valutazioni sul meccanismo, sugli impatti delle modifiche e sulla necessità di ulteriori e radicali revisioni

dovranno tenere conto dei nuovi obiettivi 2020 e dei costi connessi al loro raggiungimento, nonché dell'opportunità di armonizzazione dei sistemi e dei livelli di supporto a livello europeo, che potrebbe manifestarsi in un futuro non lontano.

PANORAMA EUROPEO

In breve dall'Europa

Le novità del “pacchetto clima”

Il “pacchetto clima”, ovvero l'insieme coordinato di provvedimenti che, una volta approvati, guideranno gli Stati UE verso il raggiungimento degli obiettivi di abbattimento delle emissioni di gas climalteranti fissati nel 2007¹, contiene le proposte di direttiva per la revisione dello schema europeo di *emission trading* (EU ETS) e della disciplina comunitaria per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili². Riservandosi di analizzare gli aspetti più critici delle proposte nei prossimi numeri di questa *Newsletter*, se ne illustrano brevemente i punti principali.

La revisione dell'EU ETS

La proposta di direttiva³ prevede che la terza fase dello schema europeo di *emission trading* abbia la durata di 8 anni (2013-2020). Il contributo richiesto ai settori EU ETS per il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione complessivo al 2020 consisterà in una riduzione del 21% delle quote assegnate rispetto alle emissioni del 2005. La riduzione seguirà un andamento lineare secondo un tasso annuale che la Commissione fissa in 1.74%, a partire dalla quantità di quote complessivamente allocate nel 2010. Il *cap* totale a livello UE non sarà più, pertanto, determinato dalla somma dei *cap* decisi da ciascuno stato membro. Di conseguenza, l'assegnazione delle quote non sarà più disciplinata da specifici piani nazionali.

L'assegnazione a titolo oneroso tramite aste costituirà la regola per l'allocazione dei permessi ai singoli impianti. La totalità dei permessi destinati al settore termoelettrico ed agli impianti che operano la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (CCS) sarà assegnata attraverso aste⁴. Per gli altri settori, maggiormente esposti alla concorrenza internazionale, è prevista l'assegnazione gratuita dell'80% dei permessi nel 2013. Tale quota decresce del

10% in ciascun anno successivo, fino al raggiungimento della piena allocazione a titolo oneroso nel 2020. E' prevista, in deroga a tale norma, l'assegnazione a titolo gratuito del 100% dei permessi ai settori per i quali la Commissione valuti il rischio di *carbon leakage*, ossia il rischio di delocalizzazione delle attività in paesi terzi in cui non sono previste restrizioni alle emissioni di gas climalteranti. In ogni caso, l'assegnazione a titolo gratuito sarà condotta secondo criteri pienamente armonizzati a livello europeo.

Il 90% dei permessi da assegnare tramite asta saranno suddivisi tra gli Stati membri secondo la quota rappresentata da ciascuno sul totale delle emissioni degli impianti EU ETS registrate nel 2005. Il restante 10% verrà distribuito tra gli Stati membri sulla base del reddito medio pro-capite. I proventi delle aste saranno destinati, secondo la proposta di direttiva, ad interventi di riduzione delle emissioni nella UE o in paesi terzi, almeno nella misura del 20%.

Sebbene i crediti derivanti dalla riduzione delle emissioni di gas serra da progetti realizzati prima del 2013 secondo i meccanismi di progetto CDM e JI possano essere utilizzati anche nella terza fase dello schema, l'emissione e il conseguente utilizzo di tali crediti per progetti realizzati a partire dal 2013 sono subordinati alla stipula di un nuovo accordo internazionale, e limitati ai progetti condotti nei paesi aderenti a tale accordo. Una novità interessante è la possibilità di ricorrere a crediti da progetti realizzati nella Comunità in settori esclusi dall'EU ETS, per i quali dovranno essere predisposte regole armonizzate.

Secondo la proposta di direttiva, inoltre, l'EU ETS includerà un numero maggiore di settori e gas serra rispetto agli attuali. In particolare, rientreranno nello schema le emissioni di CO₂ del settore petrolchimico, nonché da produzione di ammoniaca e alluminio. Saranno poi incluse le emissioni di protossido di azoto (N₂O) da produzione di acido nitrico e di PFC da produzione di alluminio.

Infine, l'armonizzazione della disciplina sull'EU ETS sarà completata da specifici regolamenti sul monitoraggio e la comunicazione delle emissioni e sulla verifica delle stesse. Entrambi i regolamenti sostituiranno le attuali linee guida.

¹ Si tratta di un obiettivo di riduzione del 20% rispetto al 1990, che diverrebbe 30% in caso di accordo internazionale.

² Fanno parte del pacchetto anche la proposta di decisione che fissa obiettivi nazionali di riduzione per i settori che non partecipano allo schema europeo di *emission trading*, le nuove linee guida sugli aiuti di stato per la protezione dell'ambiente e una proposta di direttiva per il sequestro e lo stoccaggio della CO₂.

³ COM(2008) 16 final.

⁴ I progetti di CCS non genereranno pertanto crediti, come proposto dagli operatori. Tuttavia, le quantità assegnate e non utilizzate (in quanto lo stoccaggio di CO₂ evita emissioni nell'atmosfera) potranno essere cedute sul mercato.

La proposta di direttiva sulle fonti rinnovabili

La proposta di direttiva⁵ costituisce un *burden sharing agreement* dell'obiettivo del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili sul totale dell'energia consumata nella UE (Tabella 1). Come anticipato dalla Commissione nel corso del dibattito che ha preceduto la formulazione della proposta, l'obiettivo non è declinato in tre *target* settoriali (rispettivamente per elettricità, riscaldamento/raffreddamento e trasporto) fatta eccezione per il settore trasporto, per il quale è già stato fissato un obiettivo del 10%. Sarà ciascuno stato membro, pertanto, a determinare il contributo di ciascun settore al perseguimento dell'obiettivo nazionale, attraverso un piano nazionale d'azione.

Come nel caso degli obiettivi di abbattimento per l'EU ETS, la proposta stabilisce una traiettoria indicativa per il raggiungimento degli obiettivi nazionali, che prevede che la distanza tra il *target* 2020 e la performance misurata nel 2005 sia colmata attraverso un impegno crescente degli Stati membri.

L'aspetto che, assieme alla negoziazione sugli obiettivi nazionali proposti ed ai criteri per la sostenibilità dei biocarburanti⁶, sarà al centro del dibattito dei prossimi mesi, è quello dello scambio virtuale di garanzie d'origine (GO), ossia dei certificati che attestano la provenienza dell'energia da fonti rinnovabili. L'attuale disciplina prevede infatti che (unicamente per il settore elettrico) si possano conteggiare, ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali, le quantità di energia elettrica rinnovabile importate e accompagnate da GO. Secondo la proposta di nuova direttiva, invece, le GO possono essere scambiate (e conteggiate ai fini del raggiungimento dell'obiettivo dello Stato membro che la acquisisce) indipendentemente dall'effettiva importazione di energia rinnovabile. Tuttavia, tale possibilità sarà limitata alle GO relative all'energia prodotta dagli impianti entrati in funzione a partire dal 2010 e solo nel caso in cui lo Stato "esportatore" abbia avuto performance in linea con la traiettoria indicativa proposta nella direttiva negli ultimi due anni. Quest'ultima previsione è stata introdotta al momento della stesura della versione definitiva della proposta, a seguito delle preoccupazioni espresse da alcuni Stati membri (in particolare dalla Germania) circa la possibilità di "fuga" di GO verso i Paesi i cui sistemi di supporto garantiscono livelli di incentivo particolarmente elevati.

Per quanto concerne il settore elettrico, due principi nuovi ed importanti introdotti dalla proposta di direttiva riguardano la priorità di accesso alla rete da parte degli

⁵ COM(2008) 19 final.

⁶ Ai biocarburanti sono dedicati ben quattro articoli, finalizzati a realizzare un sistema di garanzia della sostenibilità ambientale delle politiche.

Tabella 1. Obiettivi nazionali 2020 per l'energia rinnovabile sul consumo finale di energia (%)

	Rinnovabili 2005	Obiettivo 2020
Austria	23.3	34
Belgio	2.2	13
Bulgaria	9.4	16
Cipro	2.9	13
Danimarca	17	30
Estonia	18	25
Finlandia	28.5	38
Francia	10.3	23
Germania	5.8	18
Grecia	6.9	18
Irlanda	3.1	16
Italia	5.2	17
Lettonia	34.9	42
Lituania	15	23
Lussemburgo	0.9	11
Malta	0	10
Olanda	2.4	14
Polonia	7.2	15
Portogallo	20.5	31
Regno Unito	1.3	15
Repubblica Ceca	6.1	13
Romania	17.8	24
Slovacchia	6.7	14
Slovenia	16	25
Spagna	8.7	20
Svezia	39.8	49
Ungheria	4.3	13

Fonte: COM(2008) 19 final

impianti alimentati da fonti rinnovabili e della priorità di dispacciamento dell'energia prodotta da tali impianti. L'attuale normativa prevede, infatti, unicamente la possibilità di garantire l'accesso e il dispacciamento prioritario⁷.

Infine, sempre con riferimento al settore elettrico, si sottolinea come la proposta di direttiva preveda una regola per la contabilizzazione della produzione idroelettrica basata sulla normalizzazione della stessa in base al livello di producibilità degli ultimi 15 anni. Ciò permette di neutralizzare gli effetti, in termini di sopravvalutazione o sottovalutazione del raggiungimento dell'obiettivo 2020, delle fluttuazioni dalla generazione idroelettrica determinate dalla variabilità climatica.

La UE incontra la "terza via"

L'alternativa offerta alle proposte UE sull'*unbundling*, da parte di Francia e Germania, rilancia il dibattito in materia. La Commissione si era espressa lo scorso anno con due alternative: separazione proprietaria o gestione delle reti affidata ad un *Independent System Operator* (ISO). La terza opzione, nota come "*effective and efficient*

⁷ Direttiva 2001/77/CE e Direttiva 2003/54/CE.

unbundling" (EEU) e appoggiata da altri 6 Stati membri⁸, prevede che gli operatori integrati possano mantenere la proprietà delle loro attività, ma in presenza di una rigida separazione gestionale. In particolare la proposta si fonda su due pilastri.

▪ Organizzazione e governance del TSO indipendente: si prevede l'esistenza di un TSO completamente indipendente dalla società madre, grazie alla dotazione di risorse umane, fisiche e finanziarie indipendenti. Inoltre è prevista la creazione di un *compliance programme* che determini a priori le misure adottate al fine di escludere condotte discriminatorie e predisponga obblighi, in quanto "rigido codice etico", per i dipendenti; le singole autorità di regolazione dovrebbero avere il potere di monitorare e quindi sanzionare i casi di violazione degli impegni.

▪ Espansione della capacità di trasmissione, ovvero investimenti, connessione dei nuovi impianti e integrazione di mercato. Il TSO, ogni due anni, dovrebbe elaborare piani decennali di sviluppo del sistema. Tale programmazione sarebbe poi sottoposta ad un processo di consultazione con gli utilizzatori di sistema e verrebbe pubblicata al fine di garantire adeguati livelli di trasparenza. Una volta elaborato il piano, nel caso in cui il TSO non effettui gli investimenti previsti, l'autorità di regolazione può obbligarlo a rispettare gli impegni oppure indire una gara pubblica per terzi investitori. Allo stesso modo l'operatore di sistema non può opporsi alla connessione di nuovi impianti di generazione al network, giustificandosi sulla base di future possibili congestioni. Infine, per quanto riguarda l'integrazione di mercato, si propone la creazione di una figura che funga da coordinatore regionale per promuovere la cooperazione tra le autorità di regolamentazione e in generale tra tutti gli attori di mercato.

In un primo tempo la reazione della Commissione è sembrata di rifiuto verso la proposta; infatti in un documento non ufficiale (non-paper) del 5 febbraio scorso, l'esecutivo europeo sottolineava come la terza opzione non riuscisse ad assicurare l'indipendenza strutturale nel processo decisionale degli operatori e non fosse

sufficiente a garantire l'assenza di conflitto di interesse tra la società madre e il TSO controllato.

Nonostante tale documento, la Commissione ha in seguito stilato una bozza, in un altro paper non ufficiale, che sembra aprire una possibilità per l'EEU. Si richiede sostanzialmente una reale separazione sia nel settore gas che elettrico e si introducono nuove norme per garantire l'indipendenza piena del TSO. In materia di investimenti la Commissione ha irrigidito le proposte sotto due punti di vista, poiché la terza via non sembra garantire un adeguato livello di investimenti in rete (che costituiscono uno dei fattori chiave per la creazione di un mercato realmente concorrenziale).

Da un lato, oltre ai due casi previsti dalla proposta degli 8 Stati in caso di rifiuto del TSO ad effettuare gli investimenti approvati, si prevede l'obbligo, imposto dal regolatore nazionale, di incrementare il capitale al fine di poter finanziare gli interventi in rete e la possibilità per investitori terzi di partecipare all'investimento. Dall'altro si impone, nel caso in cui uno Stato adotti l'EEU, una Regional cooperation, ovvero la creazione di norme e procedure comuni tra Regioni onde evitare una limitazione degli investimenti a livello nazionale.

La posizione della Commissione non sembra ancora chiara non solo alla luce dei due differenti documenti ma anche in considerazione della dichiarazione, contenuta nell'ultima bozza, secondo cui l'*unbundling* proprietario rimane l'opzione preferita dall'esecutivo europeo.

In generale sebbene non vi sia un controllo quotidiano sull'operare del TSO i piani finanziari e il livello dell'indebitamento restano comunque sottoposti all'approvazione della proprietà. Tale aspetto sembra essere un fattore di rilievo nell'indirizzare o ridurre la realizzazione di determinati investimenti.

Infine si ritiene che le proposte di entrambe le parti siano ancora vaghe: si fa riferimento in particolare agli ipotetici obblighi di investimento imposti dall'autorità di regolazione al TSO, per i quali non si accenna a strumenti concreti di attuazione.

⁸ Austria, Bulgaria, Grecia, Lussemburgo, Lettonia e Slovacchia.

STRUTTURA E MERCATI

Il mercato dei combustibili

Mercato petrolifero

Negli ultimi due mesi, i prezzi del greggio hanno fatto registrare un andamento altalenante. Il nuovo anno si è aperto con un record nelle quotazioni del Brent di circa 98.3 \$/bbl. I prezzi si sono successivamente riportati attorno a quota 90 \$/bbl, per poi ricominciare a salire a partire dal 10 febbraio (**Figura 1**). In media, la quotazione del Brent per il mese di gennaio è stata molto vicina a 92 \$/bbl. La quotazione provvisoria per febbraio sfiora, invece, 93 \$/bbl.

I prezzi sembrano destinati a far segnare nei prossimi giorni il nuovo massimo storico, sospinti da forti tensioni sul lato dell'offerta. Per quanto concerne la domanda, invece, alle previsioni sul rallentamento dell'economia nei Paesi OCSE si contrappongono quelle di una forte richiesta di greggio da parte dei paesi emergenti. Un altro fattore che potrebbe spingere le quotazioni al rialzo è l'indebolimento del dollaro nei confronti dell'euro, con la valuta americana che è tornata a quotare, nel momento in cui si scrive, 1.47 \$/€.

Mercato dei combustibili derivati

I prezzi dei principali combustibili derivati dal petrolio utilizzati per la generazione elettrica hanno mostrato un andamento molto simile a quello del greggio. Le quotazioni dell'olio BTZ Genoa-Lavera, utilizzato nella formula della QE, sono diminuite, in media mensile, del 2% nel mese di gennaio. Il dato provvisorio di febbraio (primi 19 giorni) mostra, invece, una nuova tendenza al rialzo (+4.3%). Più stabile il BTZ FOB Rotterdam Barges utilizzato per il calcolo dell'indice ITEC™ che si mantiene, in media mensile, su livelli compresi tra 490 \$/t e 495 \$/t.

Per quanto concerne i gasoli, sia il gasolio CIF MED Genoa-Lavera che il gasolio FOB Rotterdam Barges hanno fatto registrare quotazioni medie sostanzialmente stabili nel mese di gennaio, rispetto a dicembre e, sulla base dei dati provvisori, dovrebbero subire, nel mese di febbraio, rialzi compresi tra il 3% e il 4%.

Figura 1. Andamento del prezzo del Brent Dated (US\$/bbl)



Fonte: elaborazioni REF su dati Datastream

Mercato del carbone

I prezzi del carbone sono stati interessati, dall'inizio dell'anno, da costanti e significativi rialzi. Tali incrementi sono stati causati da problemi nella produzione e nel trasporto del combustibile, principalmente legati alle condizioni climatiche avverse. La situazione si è mostrata particolarmente critica in Cina: il Paese asiatico, la cui produzione elettrica dipende per l'80% dalla fonte carbone, ha visto le proprie riserve diminuire nel mese di gennaio del 40% rispetto allo stesso mese del 2007, tanto da indurre il governo a bloccare le esportazioni almeno per i prossimi due mesi. Il provvedimento non è stato evidentemente sufficiente a fermare la corsa delle quotazioni del carbone Qinhuangdao, cresciute del 57% nei primi 19 giorni di febbraio, fino a 165 \$/t. I prezzi di tutti gli altri carboni sono cresciuti a tassi compresi tra il 15% e il 20%.

Il mercato dell'energia elettrica

Domanda: il consuntivo di gennaio

Secondo i dati pubblicati da Terna, nel mese di gennaio la richiesta di energia elettrica in Italia è stata di 29,554 TWh, in aumento del 3.4% rispetto a gennaio 2007. L'analisi disaggregata della produzione interna mostra un aumento della produzione di tutte fonti di produzione nazionali, mentre si nota una marcata riduzione dell'import (-17.1%) rispetto al medesimo mese dell'anno precedente.

La richiesta di energia elettrica sulla rete nel mese di gennaio è stata soddisfatta per il 93.8% da fonti di produzione nazionale e per la restante parte dall'import. Dei 3,612 GWh in import il 45.4% sono stati importati nelle ore di picco, mentre il restante 54.6% nelle ore *off-peak*. (Tabella 1).

Prezzi: i primi dati di febbraio

Sulla base dei dati pubblicati dal Gestore del Mercato Elettrico (GME), nei primi 17 giorni del mese di febbraio osserviamo un PUN a quota 82.22 euro/MWh in deciso decremento rispetto al mese precedente (-6.08%), ma superiore di quasi il 20% rispetto al valore rilevato a febbraio 2007. La diminuzione del prezzo rispetto a gennaio non è imputabile ad un calo del costo variabile di produzione dell'energia¹ o ad una contrazione della domanda, bensì alla riduzione dello *spark spread* nel mese in corso. Al contrario l'incremento del PUN rispetto all'anno precedente è in larga parte dovuto all'aumento dei prezzi dei combustibili registrato tra la seconda metà del 2007 e l'inizio del 2008.

Per quanto riguarda l'energia complessivamente scambiata, in febbraio i volumi totali (volumi di borsa + volumi OTC) sono in linea sia con quelli registrati nel mese precedente, sia con quelli registrati a febbraio 2007 (Figura 1).

Come detto precedentemente, dall'analisi del grafico dello *spark spread* si nota una forte diminuzione dello stesso rispetto a gennaio: lo *spark spread* nei primi 17 giorni di febbraio si attesta a quota 21.16 euro/MWh in calo del 24.9% rispetto a gennaio 2008 (Figura 2). La dinamica osservata tra gennaio e febbraio 2008 è la medesima di quella osservata nei primi mesi del 2007. Tale evidenza può essere un segnale del mantenimento, da parte degli operatori, delle medesime strategie di offerta rispetto ai primi mesi del 2007, in cui vi sono stati alti *spark spread* in corrispondenza di picchi di richiesta di energia.

¹ Costo medio di produzione del parco termoelettrico

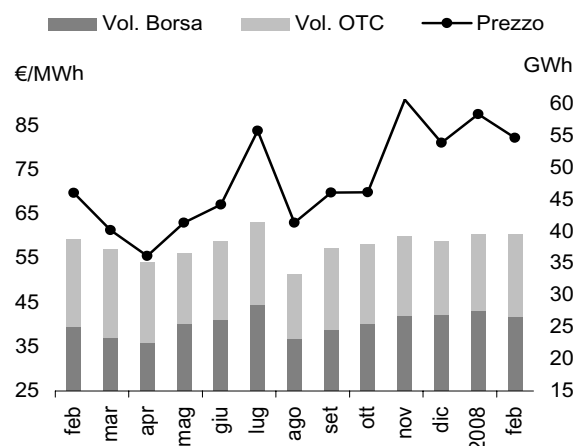
Tabella 1. Offerta di energia elettrica
(GWh e variazioni tendenziali)

	gen-08	gen-07	var. %
Produzione lorda	27720	26797	3.4%
Idroelettrico	2932	2899	1.1%
Termoelettrico	23804	23093	3.1%
Geotermoelettrico	486	471	3.2%
Eolico	498	334	49.1%
Saldo estero	3612	4358	-17.1%

Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

La liquidità, che si attesta al 67%, è in calo rispetto al mese precedente e in leggero aumento rispetto a febbraio 2007 (65%).

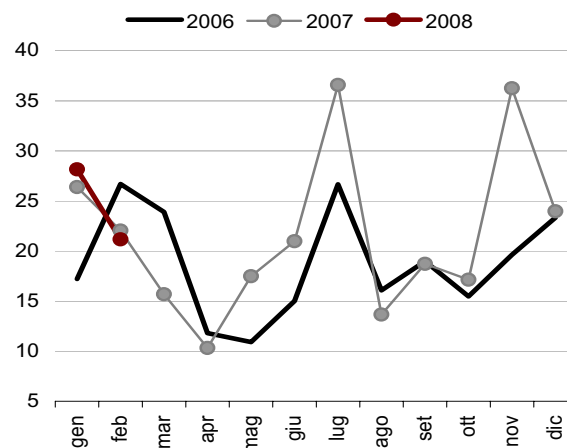
Figura 1. Prezzi e fabbisogno, medie mensili
feb. 2007 - feb. 2008 (€/MWh)



febbraio primi 20 giorni

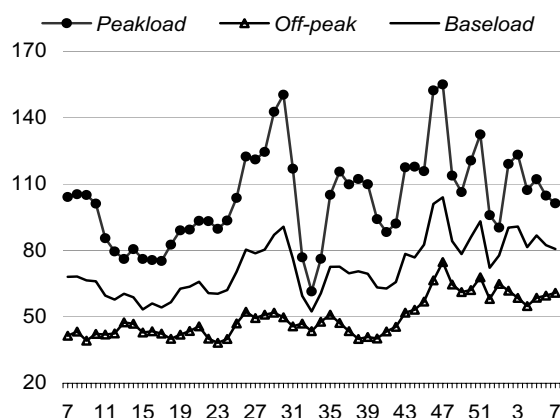
Fonte: Ipx

Figura 2. Spark Spread medio
(€/MWh)



febbraio primi 17 giorni

Fonte: elaborazioni REF

Figura 3. Prezzi, medie settimanali aritmetiche feb. 2007 - feb. 2008 (€/MWh)

Peakload: feriali ore 8-20 - Off-peak: feriali restanti ore
febbraio primi 17 giorni

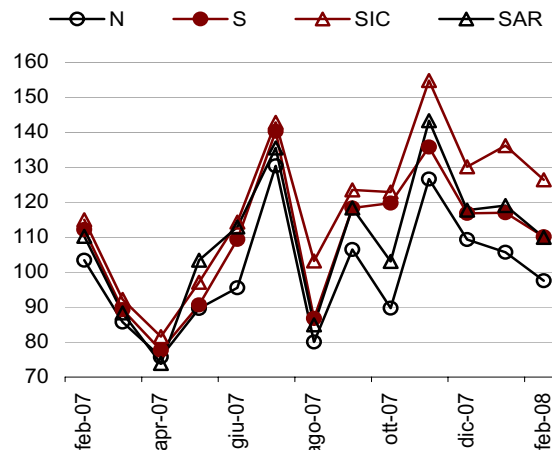
Fonte: Iplex

Il divario di prezzo tra ore *peakload* ed *off-peak* si attesta, nel mese di febbraio, intorno a 46.4 euro/MWh, in diminuzione rispetto a quanto rilevato a novembre (49.9 euro/MWh). Il differenziale, dopo la forte crescita registrata tra novembre e dicembre, in febbraio si è riassetato su livelli vicini a quelli rilevati nel corso del 2007 (**Figura 3**).

Nel mese di febbraio 2008 si rilevano, a livello di prezzi zonal, differenti andamenti fra prezzi *peakload* e prezzi *off-peak*. Per quanto riguarda i prezzi *peakload* si rileva un decremento generalizzato rispetto ai valori di gennaio (dal 5.9% al 7.7% in meno), contemporaneamente si nota una variazione del differenziale fra le varie zone: rispetto a febbraio 2007 il differenziale è molto più ampio. A febbraio 2008 la differenza di prezzo fra la zona nord e le altre zone, è stata, in media, pari a 15.6 euro/MWh, mentre a febbraio 2007 si è attestata a quota 8.64 euro/MWh (**Figura 4**).

Nel mese in corso, come già rilevato nei due mesi precedenti, i differenziali zonal fra i prezzi *off-peak* si sono ridotti. La convergenza dei prezzi nelle ore di basso carico è diretta conseguenza dell'aumento dell'offerta di energia a seguito dell'entrata in funzione di numerosi impianti nel corso del 2007. Tali nuovi impianti hanno determinato un aumento della concorrenza, soprattutto nelle ore vuote, in cui l'offerta di energia è largamente superiore alla domanda (**Figura 5**).

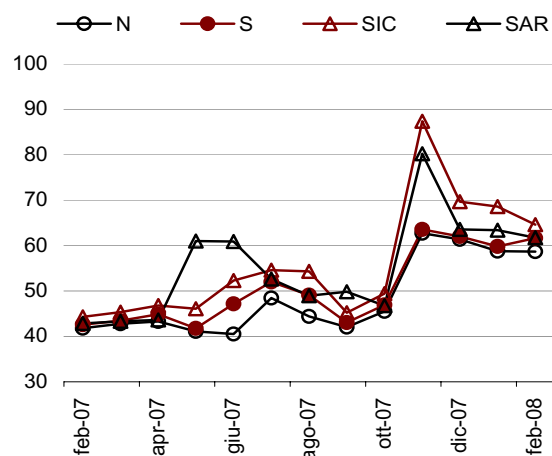
Per quanto riguarda i costi medi zonal di congestione, si osserva, a febbraio, un decremento nelle zone Nord, Sicilia e Sardegna e un aumento nelle altre zone (**Tabella 2**). L'analisi dei flussi di import mostra che il trend delineatosi a gennaio permane anche nel mese di febbraio: le importazioni, a febbraio 2008, hanno continuato a crescere nelle ore *peakload* (+9.2% rispetto

Figura 4. Prezzi zonal media aritmetica ore peakload - feb. 2007 - feb. 2008 (€/MWh)

febbraio primi 17 giorni

Fonte: Iplex

a gennaio 2008), attestandosi a quota 6.82 GW/h, e sono rimaste pressoché costanti nelle ore *off-peak* (5.34 GW/h). Per quanto riguarda le esportazioni i valori di febbraio mostrano un aumento dell'export sia nelle ore piene che

Figura 5. Prezzi zonal media aritmetica ore off-peak - feb. 2007 - feb. 2008 (€/MWh)

febbraio primi 17 giorni

Fonte: Iplex

Tabella 2. Costi medi zonal di congestione (€/MWh) Media aritmetica

	Gen. 2008	Feb. 2008
Nord	3.67	3.50
Centro Nord	-2.49	-3.06
Centro Sud	-2.54	-3.23
Sud	-2.18	-3.23
Calabria	-2.73	-3.00
Sicilia	-16.57	-11.67
Sardegna	-5.15	-2.97

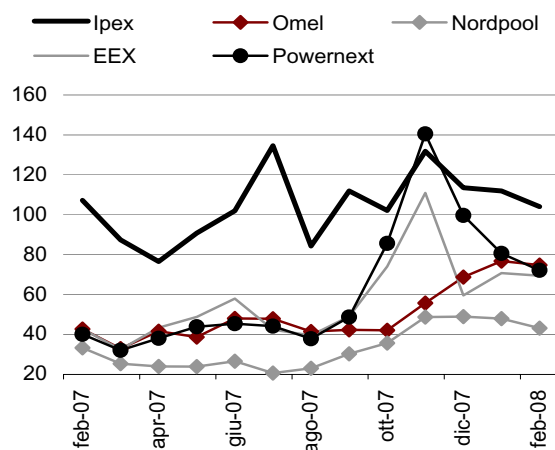
Febbraio primi 17 giorni

Fonte: elaborazioni REF su dati Iplex

in quelle vuote: l'export *peakload* si è attestato a quota 0.62 GW/h, in crescita del 75.3% rispetto a gennaio 2008, l'export *off-peak* ha registrato un valore di 1.39 GW/h (+26.2% rispetto al mese precedente). (Figura 6).

Nel mese di dicembre il mercato italiano si è confermato come quello più caro d'Europa per quanto riguarda le ore di picco. A livello di prezzi *peakload*, EEX, Pownext ed Omel presentano quotazioni tra i 69 e i 75 euro/MWh. Nordpool rimane la borsa che registra i prezzi più bassi (49.60 euro/MWh), mentre IPEX, come detto, rimane la borsa elettrica più cara con un prezzo *peakload* pari a 104.03 euro/MWh. Per quanto riguarda i prezzi *off-peak*, si registrano valori abbastanza eterogenei sulle diverse borse europee: i mercati che registrano il prezzo più basso sono Nordpool ed EEX, con valori pari a 39.20 euro/MWh e 49.07 euro/MWh; Pownext registra un prezzo *off-peak* di 53.65 euro/MWh; infine IPEX ed Omel evidenziano i prezzi maggiori con valori compresi fra i 60 e 62 euro/MWh.

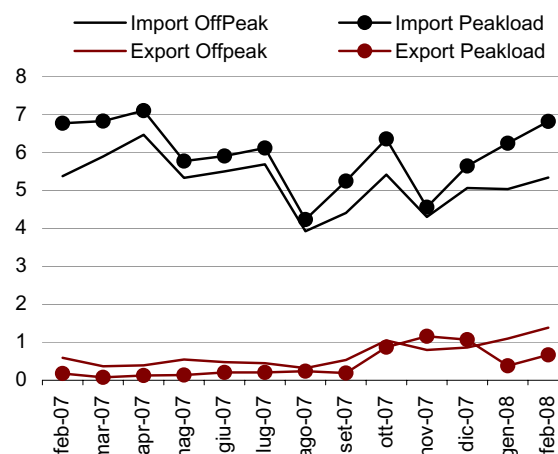
Figura 7. Prezzi borse europee, media aritmetica ore *peakload* - Gen. 2007 - Gen. 2008 (€/MWh)



febbraio primi 17 giorni

Fonte: Borse Europee

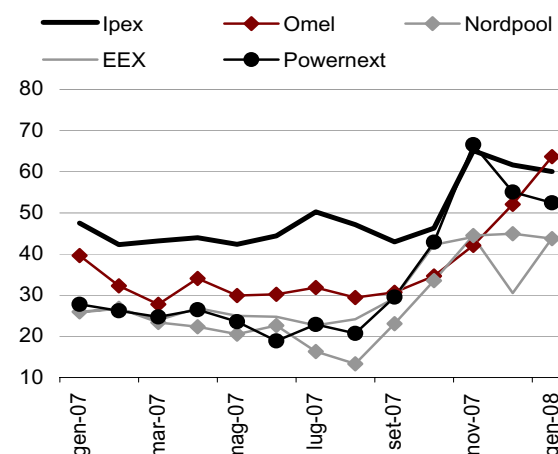
Figura 6. Volumi di import ed export medie orarie sul mese - feb. 2007 - feb. 2008 (GW)



febbraio primi 17 giorni

Fonte: elaborazioni REF su dati IpeX

Figura 8. Prezzi borse europee, media aritmetica ore *off-peak* - feb. 2007 - feb. 2008 (€/MWh)



febbraio primi 17 giorni

Fonte: Borse Europee

Il mercato del gas naturale

Domanda e offerta

I dati pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) per il mese di dicembre 2007 mostrano un aumento del fabbisogno nazionale del +13% rispetto al mese di novembre. Alla fine dell'anno il consuntivo dei consumi lordi nazionali, grazie alle temperature rigide degli ultimi due mesi, si allinea dunque con quello del 2006, superandolo di pochi milioni di mc (+0.5%) (**Tabella 1**). L'aumento dei consumi a dicembre 2007 viene soddisfatto sia attraverso un maggiore ricorso alle importazioni (+11.6% rispetto all'anno precedente), sia mediante un uso decisamente più intenso degli stoccaggi, come si vede dalla **Tabella 1** e dalla **Figura 1**. Quest'ultima mostra una variazione dei volumi contenuti negli stoccaggi decisamente più simile a quella osservata nell'anno termico 2005/2006 che a quella del 2006/2007.

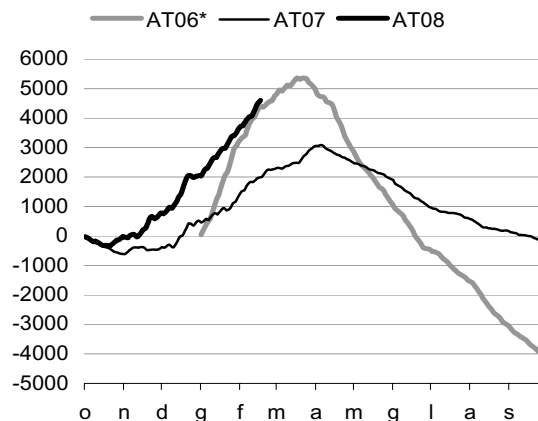
La produzione nazionale è in leggero aumento a dicembre rispetto al mese precedente, ma rimane su valori stabilmente più bassi di quelli registrati nell'anno precedente.

La dinamica dei prezzi e le attese del mercato

I dati pubblicati da *World Gas Intelligence* (WGI)¹ mostrano per il mese di gennaio 2008 dei prezzi alla frontiera ancora in stabile ascesa in tutti i Paesi europei. La media dei Paesi considerati si attesta intorno ai 24.3 eurocent/mc: i prezzi più alti si registrano in Spagna (26.9

Figura 1. Andamento cumulato di iniezioni (-) e prelievi (+) dagli stoccaggi (mln mc)

Ultimo dato 17/02/2008



* A partire dal 01/01/2006

Fonte: elaborazioni REF su dati Snam Rete Gas

eurocent/mc) e in Francia (25.1 eurocent/mc), mentre l'Italia continua a mantenersi su valori decisamente più bassi (20.9 eurocent/mc), pur avvicinandosi ai valori medi degli altri Paesi, come si vede dalla **Figura 2**, che riporta lo *spread* tra prezzi italiani e prezzi europei in termini percentuali.

Anche le quotazioni riportate da *Platts*² per i prezzi *day-ahead* sulle principali borse del continente mostrano un *trend* sostanzialmente convergente a partire dall'inizio del 2008, come si vede nella **Figura 3**. I valori che si

Tabella 1. Bilancio del gas naturale
(mln mc)

	dic-07	dic-06	Var. %	gen-dic 2007	gen-dic 2006	Var. %
Produzione nazionale	787	879	-10.5%	9715	10979	-11.5%
Importazioni	8303	7437	11.6%	73950	77399	-4.5%
Mazara del Vallo	2424	2419	0.2%	22153	24457	-9.4%
Gela	912	673	35.6%	9240	7692	20.1%
Tarvisio	2843	2463	15.4%	24037	22923	4.9%
Passo Gries	1797	1572	14.3%	15124	17663	-14.4%
Panigaglia	253	224	12.8%	2445	3189	-23.3%
Gorizia	14	15	-8.5%	203	249	-18.5%
Altri	60	71	-14.6%	748	841	-11.0%
Esportazioni	12	15	-18.3%	68	369	-81.5%
Variazione delle scorte	-1275	-919	38.8%	-1310	3526	-137.2%
Consumo interno lordo	10353	9220	12.3%	84906	84483	0.5%

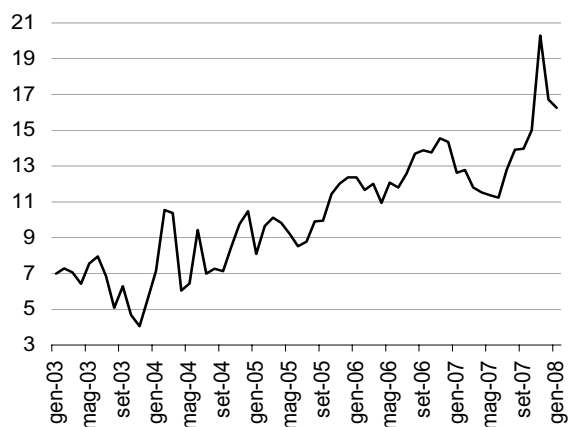
Fonte: MSE

¹ I prezzi alla frontiera sono pubblicati da World Gas Intelligence. Si tratta di stime che riflettono i dati di tipo confidenziale ottenuti dagli operatori del mercato del gas europeo e la cui metodologia di calcolo non è nota. Si ricorda a proposito che i prezzi alla frontiera sono definiti nelle relazioni contrattuali di lungo periodo tra singolo produttore e impresa acquirente, di per sé non pubblici per ragioni di riservatezza commerciale. I prezzi sono pubblicati in \$/MMBtu e convertiti da REF in eurocent/mc.

² I prezzi pubblicati da Platts per le principali borse europee sono anch'essi frutto di una stima basata sulle informazioni confidenziali ottenute dagli operatori dei mercati. I prezzi riportati sono espressi in euro/GJ o in p/th, e sono convertiti da REF in eurocent/mc al fine di facilitare il confronto con le altre stime riportate.

Figura 2. Differenza tra prezzo medio europeo alla frontiera e prezzo italiano

Ultimo dato Gennaio 2008 - Valori %



Fonte: elaborazioni REF su dati WGI

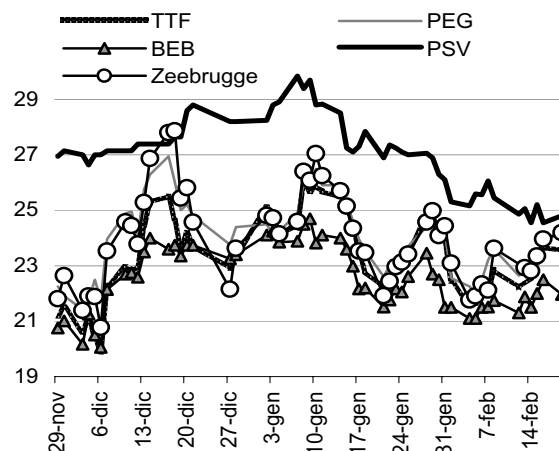
riscontrano sono generalmente vicini a quelli registrati alla frontiera: l'unica eccezione è il PSV, dove le quotazioni rimangono costantemente più alte sia rispetto a quelle delle altre borse nazionali, sia rispetto ai prezzi alla frontiera italiana, attestandosi tra gennaio e febbraio poco sopra i 25 eurocent/mc. I prezzi più bassi si registrano invece sulla borsa tedesca di BEB.

La convergenza dei prezzi, particolarmente marcata per gli *hub* della Francia, del Belgio e dei Paesi Bassi, prosegue anche oltre il mese di gennaio 2008, quando si comincia a riscontrare una tendenza generalmente decrescente su tutti i mercati considerati, in virtù delle temperature decisamente più miti rispetto alle aspettative registrate dalla fine di gennaio su tutto il continente.

Anche i valori riportati da *World Gas Intelligence* per i

Figura 3. Quotazioni day-ahead sulle principali borse continentali

(€cent/mc) Ultimo dato 19/02/2008



Fonte: elaborazioni REF su dati PLATTS

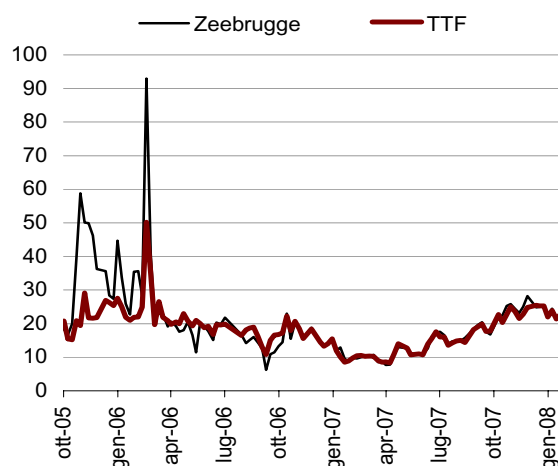
mercati di Zeebrugge e TTF sono allineati alle dinamiche descritte dai dati Platts: nella **Figura 4** si vedono infatti prezzi in leggera diminuzione rispetto al picco toccato all'inizio di gennaio, fino a un valore medio di circa 22.3 eurocent/mc all'inizio del mese corrente.

Prosegue infine, nel mese di gennaio 2008, il trend di decisa crescita delle due *gas release* del 2004 e del 2007, che raggiungono quotazioni pari rispettivamente a 28.3 eurocent/mc e 27.0 eurocent/mc, con un incremento del 4% rispetto al mese di dicembre 2007.

Si riduce grossomodo al 36% la differenza percentuale tra i prezzi medi italiani alla frontiera e le quotazioni per le due operazioni imposte all'operatore dominante (**Figura 5**).

Figura 4. Prezzi agli hub

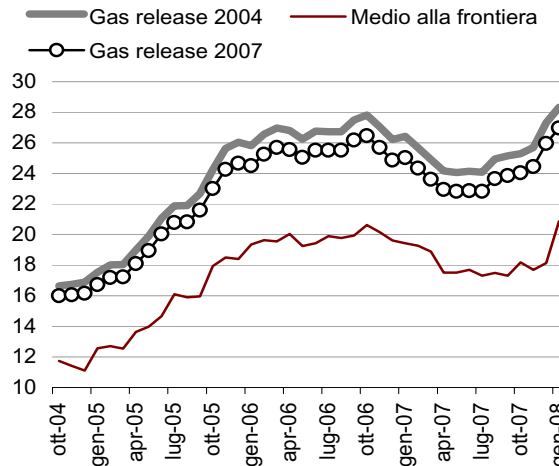
(€cent/mc) Ultimo dato 13/02/2008



Fonte: elaborazioni REF su dati WGI

Figura 5. Gas release e prezzo medio alla frontiera italiana

(€cent/mc) (Ultimo dato Gen. 2007)



Fonte: elaborazioni REF su dati WGI e AEEG

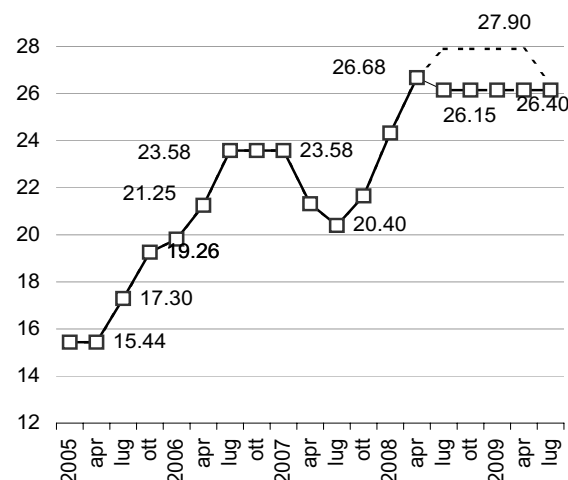
La dinamica della QE

La **Figura 6** propone le previsioni di REF sulle quotazioni della QE (così come definita dalla delibera 79/07) fino al terzo trimestre del 2009: si è scelto di riportare in questo numero di *Newsletter* le previsioni per un intervallo temporale più lungo del solito al fine di illustrare più chiaramente la possibile evoluzione di questa quotazione nei prossimi mesi, secondo quanto previsto dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) nella delibera 134/06. In tale documento l'Autorità riconosceva infatti, al fine di tutelare l'equilibrio finanziario delle imprese in uno scenario di prezzi delle materie prime in rapida ascesa, un corrispettivo in somma fissa, di ammontare pari a 0.0389 eurocent/MJ, da sommare alla componente QE fino al 30 giugno 2008 o, in presenza di un'apposita proroga dell'Autorità, fino al 30 giugno 2009.

Allo stesso fine e per lo stesso periodo, l'Autorità introduceva poi, nella medesima delibera 134/06, un diverso meccanismo di indicizzazione ai prezzi del Brent, caratterizzato da un maggior peso di queste quotazioni sul totale del valore della QE.

Come si vede dalla **figura 6**, dunque, alla fine di giugno 2008 le previsioni di REF circa l'andamento della QE, univoche fino a tutto il secondo trimestre dell'anno, si sdoppiano, per poi tornare a valori molto simili a partire dal 1 luglio 2009: le due linee riportate corrispondono alle due ipotesi, quella della scadenza e quella della proroga delle disposizioni citate: come si vede dalla figura, i due casi prevedono rispettivamente un valore di 26.15 eurocent/mc e di 27.90 eurocent/mc nella seconda metà del 2008 e nella prima metà del 2009. Al termine di giugno 2009,

Figura 6. La previsione della QE (del. 79/07)
(€cent/mc)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF

quando le disposizioni della delibera 134/06 non potranno più essere prorogate, a meno di ulteriori provvedimenti regolatori, le quotazioni torneranno ad allinearsi: nel caso di una scadenza delle disposizioni transitorie alla fine di giugno 2008, il valore della QE si attesterà, secondo le previsioni di REF, intorno ai 26.15 eurocent/mc, mentre nel caso di una proroga esso si attesterà a un livello leggermente più basso, pari a 26.04 eurocent/mc. La differenza nelle due quotazioni alla fine di giugno 2009 è da ricondurre appunto alla citata modifica transitoria nell'indicizzazione al valore del Brent, i cui effetti, a differenza di quelli del corrispettivo fisso, permarranno anche dopo la fine del periodo transitorio.

L'evoluzione di ITEC™

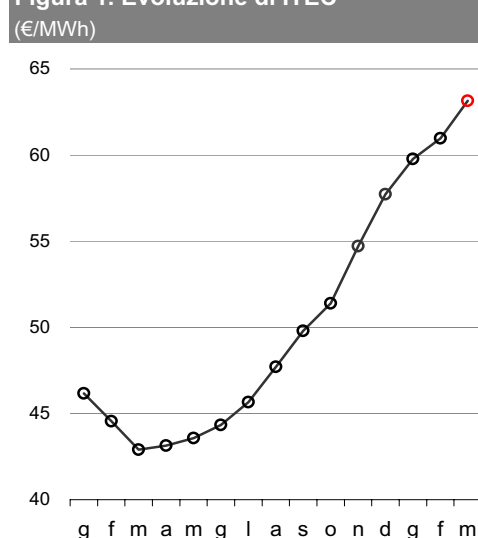
Nel mese di febbraio la crescita dell'indice di costo termoelettrico ITEC™ di REF e Morgan Stanley, costruito con dati Platts, ha fatto segnare un nuovo rallentamento. Il valore di consuntivo di febbraio dell'indice è infatti pari a 60.98 euro/MWh, 1.21 euro/MWh (2.03%) in più rispetto al consuntivo di gennaio.

L'incremento dell'indice nel mese di febbraio gennaio è principalmente determinato dall'aumento dell'indice gas ITECccgt™, che vale 64.72 euro/MWh (+2.82%), mentre l'indice carbone cresce di un punto percentuale e l'indice olio fa segnare una contrazione dell'1.5%.

Secondo il più recente aggiornamento ITEC™ e ITECccgt™ sotto attesi in crescita fino a fine 2008. Sulla base delle curve forward di Morgan Stanley e dei dati Platts relativi ai combustibili sottostanti ITEC™ per i primi 14 giorni di questo mese, il valore forward di ITEC™ per marzo è 63.15 euro/MWh (+3.56% rispetto al consuntivo di febbraio), mentre quello di ITECccgt™ è 66.88 euro/MWh (+3.34%).

Sotto la spinta delle quotazioni del carbone l'indice principale dovrebbe, pertanto, tornare a crescere in modo più sostenuto rispetto all'indice gas, e il distacco tra i due benchmark tornare a ridursi.

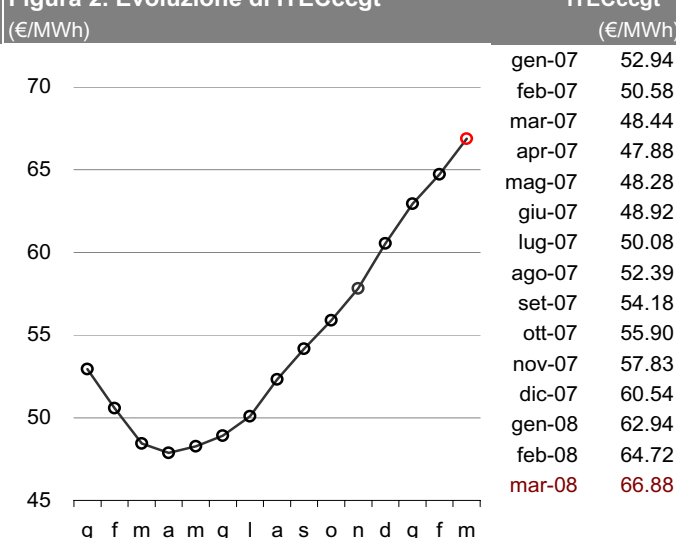
Figura 1. Evoluzione di ITEC™



ITEC™

Periodo	ITEC™ (€/MWh)
gen-07	46.17
feb-07	44.55
mar-07	42.91
apr-07	43.14
mag-07	43.57
giu-07	44.34
lug-07	45.66
ago-07	47.80
set-07	49.80
ott-07	51.39
nov-07	54.72
dic-07	57.72
gen-08	59.77
feb-08	60.98
mar-08	63.15

Figura 2. Evoluzione di ITECccgt™



ITECccgt™

Periodo	ITECccgt™ (€/MWh)
gen-07	52.94
feb-07	50.58
mar-07	48.44
apr-07	47.88
mag-07	48.28
giu-07	48.92
lug-07	50.08
ago-07	52.39
set-07	54.18
ott-07	55.90
nov-07	57.83
dic-07	60.54
gen-08	62.94
feb-08	64.72
mar-08	66.88

ITEC™ e ITECccgt™ di marzo sono basati su curve forward di Morgan Stanley alla chiusura di Londra del 14/02/07 e valori giornalieri Platts fino al 14/02/07.

ITEC™ e ITECccgt™ sono indici REF-Morgan Stanley costruiti con dati Platts.

ITEC™ e ITECccgt™ sono coperti da Copyright. Il loro utilizzo può avvenire previa stipula del contratto di sottoscrizione.

Fonte: elaborazioni REF

Cos'è ITEC™ - Il mercato elettrico italiano non è in grado di esprimere indici di prezzo che possano essere utilizzati nelle contrattazioni e, dopo l'abolizione del Ct dell'Autorità, non esiste più alcun riferimento per i contratti.

ITEC™ è un indice del costo medio di produzione termoelettrica, costruito da REF e Morgan Stanley utilizzando dati Platts, aggiornato mensilmente in base all'andamento dei prezzi dei combustibili, utile come benchmark di riferimento per le indicizzazioni nei contratti di lungo periodo.

Perché ITEC™ - ITEC™ assicura:

- **Trasparenza:** la formula utilizzata per la costruzione e l'aggiornamento è pubblica e l'indice è ricostruibile dagli utilizzatori.
- **Semplicità ed aderenza ai costi:** la formula replica l'andamento dei costi di produzione tenendo conto dei combustibili utilizzati dal parco termoelettrico italiano e dell'efficienza degli impianti. La struttura del parco tiene conto degli effetti del ciclo degli investimenti.
- **Indipendenza:** REF assicura l'indipendenza nella fase di costruzione e aggiornamento dell'indice rispetto agli interessi dei singoli operatori.
- **Liquidità e facilità di copertura:** ITEC™ è costruito con commodities trattate sui mercati internazionali, la liquidità delle coperture è assicurata da Morgan Stanley.
- **Affidabilità:** REF e Morgan Stanley si impegnano a pubblicare l'indice sino a fine 2008, con possibilità di prolungare il periodo, e a comunicare eventuali modifiche nella formula con almeno 6 mesi di anticipo.